

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технология регенерации моноэтиленгликоля на Киринском газоконденсатном месторождении (Сахалинская область)

УДК 622.279.4: 661.725.822.061.38(571.64)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗВ	Латыпов Артём Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-2БЗВ	Латыпову Артёму Анатольевичу

Тема работы:

Технология регенерации моноэтиленгликоля на Киринском газоконденсатном месторождении (Сахалинская область)	
Утверждена приказом директора	10.04.2018 г. №2474/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по Киринскому газоконденсатному месторождению, тексты и графические материалы геологической части, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Литературный обзор: Физико-химические основы технологии регенерации насыщенных гликолей2. Аналитический обзор: Технологии регенерации жидких поглотителей влаги3. Постановка задачи исследования4. Объект и методы исследования5. Анализ технологии регенерации гликоля6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение7. Социальная ответственность8. Заключение.

Перечень графического материала	1. Динамика показателей разработки 2. Объект и методы исследования 3. Схема подводного добычного и берегового технологического комплексов 4. Принципиальная схема установки цеха регенерации моноэтиленгликоля 5. Принципиальная схема осушки газа методом низкотемпературной сепарации 6. Моделирующая схема для оценки эффективности ингибиторов образования гидратов 7. Сравнение эффективности ингибиторов и их расхода 8. Зависимости изменения минерализации н-МЭГа и р-МЭГа в ходе эксплуатации установки подготовки газа 9. Схема установки очистки раствора гликоля
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна
«Социальная ответственность»	Абраменко Никита Сергеевич

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.03.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3В	Латыпов Артём Анатольевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3В	Латыпов Артём Анатольевич

Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление
		21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, документация компаний-поставщиков материалов.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить стоимость материалов для технологий регенерации МЭГ и ДЭГ.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявить экономическую эффективность ингибиторов гидратообразования.

Перечень графического материала:

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3В	Латыпов Артём Анатольевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3В	Латыпов Артём Анатольевич

Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление
		21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является установка регенерации моноэтиленгликоля на Киринском газоконденсатном месторождении
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	7.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению. 7.1.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте. 7.1.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 7.1.3 Повышенный уровень вибрации. 7.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны. 7.2 Анализ опасных производственных факторов 7.2.1 Механические опасности 7.2.2 Электробезопасность. Поражение электрическим током. 7.2.3 Аппараты под давлением
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	7.3 Экологическая безопасность 7.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения 7.3.2 Мероприятия по защите от шума 7.3.3 Мероприятия по рациональному использованию и охране водных объектов. 7.3.4 Мероприятия по охране растительного мира 7.3.5 Мероприятия по охране недр

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 7.4.1 Пожарная безопасность
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	7.5 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений 7.5.1 Организация и оснащение рабочих мест 7.5.2 Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3В	Латыпов Артём Анатольевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования – бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения – весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела
22.03.2018	Литературный обзор: Физико-химические основы технологии регенерации насыщенных гликолей	10
30.03.2018	Аналитический обзор: Технологии регенерации жидких поглотителей влаги	5
05.04.2018	Постановка задачи исследования	5
10.04.2018	Объект и методы исследования	20
30.04.2018	Анализ технологии регенерации гликоля	20
10.05.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
18.05.2018	Социальная ответственность	15
28.05.2018	Оформление работы	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 страниц, 14 таблиц, 18 рисунков, 30 источников литературы, 1 приложение.

Ключевые слова: природный газ, конденсат, низкотемпературная сепарация, гидратообразование, ингибиторы, моноэтиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, метанол, регенерация, вакуум, моделирование, UniSim

Объектом исследования является технология регенерации моноэтиленгликоля на Киринском газоконденсатном месторождении.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ факторов, обеспечивающих эффективность технологии регенерации насыщенного моноэтиленгликоля на Киринском газоконденсатном месторождении.

Для достижения цели в бакалаврской работе систематизировали литературный материал по регенерации насыщенного водой гликоля по четырем существующим технологическим способам. Для оценки эффективности ингибиторов образования гидратов (метанол, МЭГ, ДЭГ, ТЭГ) в программном комплексе «UniSim» создали моделирующую схему технологии предотвращения образования гидратов методом добавки ингибитора в поток влажного газа. Составили материальный баланс установки регенерации гликоля при атмосферном давлении.

Рассчитали экономическую эффективность закупки ингибиторов гидратообразования: исходя из цен поставщиков и стоимости доставки на промысел, выгодным является ДЭГ, т.к он обходится дешевле, чем МЭГ.

Установлено, что самым эффективным ингибитором является метанол. Его расход составляет 0,304 кг/ч. МЭГ требует большего расхода – 0,310 кг/ч. Однако по экономическим показателям и экологическим свойствам на производстве применяется моноэтиленгликоль. Проблема предотвращения или очистки гликоля от накопления мехпримесей и солей еще не нашла приемлемой технологической реализации.

Список сокращений

БТК – Береговой технологический комплекс

ГОСТ – государственный стандарт

ДЭГ – диэтиленгликоль

КГВ – Конденсат газа выветренный

КГН – Конденсат газовый насыщенный

КГС – Конденсат газовый стабильный

КГКМ – Киринское газоконденсатное месторождение

КГДУ – Киринское газодобывающее управление

КИПиА – Контрольно-измерительные приборы и автоматизация

МЭГ – Моноэтиленгликоль

н-МЭГ – Насыщенный моноэтиленгликоль

НТС – Низкотемпературная сепарация

ПДК – Подводно-добычной комплекс

р-МЭГ – Регенерированный моноэтиленгликоль

ТЭГ – Триэтиленгликоль

УКПГ – Установка комплексной подготовки газа

УКУГ – Узел коммерческого учета газа

УРМ – Установка регенерации МЭГа

УСК – Установка стабилизации конденсата

ЦПГ – Цех подготовки газа

ЭГ – Этиленгликоль

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ РЕГЕНЕРАЦИИ НАСЫЩЕННЫХ ГЛИКОЛЕЙ.....	14
1.1. Регенерация гликолей при атмосферном давлении.....	18
1.2. Вакуумная регенерация гликолей.....	19
1.3. Регенерация гликолей путем подачи отдувочного газа.....	21
1.4. Азеотропная регенерация гликолей.....	22
2. ПРОБЛЕМЫ ТЕХНОЛОГИИ РЕГЕНЕРАЦИИ НАСЫЩЕННЫХ ГЛИКОЛЕЙ.....	25
3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	29
4. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	30
4.1. Геологическая характеристика месторождения.....	30
4.2. Динамика показателей разработки.....	41
4.3. Схема подводно-добычного комплекса.....	45
4.4. Характеристика сырья и продукции установки регенерации.....	49
4.5. Методика исследования свойств вещества в программном комплексе UniSim.....	52
4.6. Действующая технология осушки газа.....	55
5. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ РЕГЕНЕРАЦИИ ГЛИКОЛЯ.....	63
5.1. Моделирование свойств пластового газа.....	63
5.2. Оценка эффективности ингибиторов образования гидратов.....	63
5.3. Определение типа пластовой воды по Сулину.....	66
5.4. Материальный баланс установки регенерации гликоля.....	67
5.5. Технологические показатели качества регенерированного гликоля и проблемы при регенерации насыщенного гликоля.....	68
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
6.1. Обоснование показателей экономической эффективности.....	75
6.1.1 Расчет стоимости закупки моноэтиленгликоля и диэтиленгликоля.....	75

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	80
7.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	80
7.1.1. Повышенный уровень шума на рабочем месте.....	80
7.1.2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	81
7.1.3. Повышенный уровень вибрации.....	81
7.1.4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	82
7.2. Анализ опасных производственных факторов.....	83
7.2.1. Механические опасности.....	83
7.2.2. Электробезопасность. Поражение электрическим током.....	84
7.2.3. Аппараты под давлением.....	85
7.3. Экологическая безопасность.....	85
7.3.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения.....	86
7.3.2. Мероприятия по защите от шума.....	86
7.3.3. Мероприятия по рациональному использованию и охране водных объектов.....	87
7.3.4. Мероприятия по охране растительного мира.....	88
7.3.5. Мероприятия по охране недр.....	88
7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
7.4.1. Пожарная безопасность.....	91
7.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	93
7.5.1. Организация и оснащение рабочих мест.....	93
7.5.2. Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом.....	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	95
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	97
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	100

ВВЕДЕНИЕ

Природный газ, начиная со второй половины 20 века, становится наиболее эффективным экологически чистым природным топливом. За последние десятилетия роль природного газа в обеспечении мира энергией существенно возросла. Россия обладает самыми крупными промышленными запасами природного газа (около 40 % от мировых) и занимает лидирующее положение в мире по добыче и экспорту другим странам. Прогноз размера ресурсов газа в Восточной Сибири и Дальнем Востоке, на шельфах северных и восточных морей показывает, что Россия еще на протяжении долгого будет лидером в газовой отрасли мира.

В соответствии с «Энергетической стратегией России до 2030 года» основные объемы прироста запасов, увеличение и стабилизацию добычи углеводородного сырья планируется осуществлять за счет привлечения ресурсов Российского континентального шельфа, который обладает уникальными запасами газа и нефти.

Развитие морской добычи углеводородов является важнейшим фактором развития отечественной нефтегазодобывающей отрасли и гарантией энергетической безопасности страны.

Значительный потенциал энергетических ресурсов России сосредоточен в Охотском море на востоке страны. Всего на шельфе Сахалина открыто 16 месторождений, в разработке находятся 6 (Одопту, Чайво, Аркутун-Даги, Пильтун-Астохское, Лунское, Кириновское). Нефтяные и газовые месторождения Сахалинского шельфа условно разделены на проекты – блоки. Промышленное освоение запасов углеводородов ведется в рамках крупных международных проектов «Сахалин-1», «Сахалин-2» (добыча ведется с 1999 года), «Сахалин-3» (добыча начата в 2013 году). Шельф острова Сахалин играет главную роль в организации поставок газа потребителям Дальнего Востока России и Азиатско-Тихоокеанского региона. Одним из основных источников поставок газа станет проект «Сахалин-3», где ПАО

«Газпром» принадлежат лицензии на три блока: Киринский, Аяшский и Восточно-Одоптинский и Киринское месторождение [12].

Предприятие ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» стопроцентное дочернее предприятие ПАО «Газпром», специализирующееся на освоении шельфовых газовых и газоконденсатных месторождениях. К одному из таких месторождений относится – Киринское газоконденсатное месторождение, расположенное в пределах Киринского блока на шельфе Охотского моря в 30 км от берега о. Сахалин.

В процессе эксплуатации Киринского ГКМ существуют условия гидратообразования в трубопроводах транспорта пластовой продукции с подводного добычного комплекса до установки комплексной подготовки газа. Кроме того, для подготовки газа и газового конденсата к транспорту принята технология низкотемпературной сепарации, где также существуют условия гидратообразования. Эти условия определяют необходимость подачи ингибитора гидратообразования, как на скважины для ингибирования газосборной системы, так и на УКПГ перед теплообменным оборудованием НТС.

В качестве ингибитора гидратообразования на всех действующих месторождениях Крайнего Севера России применяется водный раствор метанола. В зарубежной практике более широкое применение имеет моноэтиленгликоль.

Проектом «Обустройство Киринского ГКМ» в качестве основного ингибитора гидратообразования принят МЭГ и метанол – в качестве аварийного.

Выпускная работа посвящена анализу особенностей технологии использования моноэтиленгликоля, как ингибитора образования гидратов при подготовке газа методом низкотемпературной сепарации на Киринском газоконденсатном месторождении (Сахалинская область).

1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ РЕГЕНЕРАЦИИ НАСЫЩЕННЫХ ГЛИКОЛЕЙ

При транспортировке газа, наличие в нем избыточной влаги вызывает серьезные проблемы. При обработке и транспортировании газа за счет снижения температуры в системе происходит конденсация водяных паров и, следовательно, образование в ней водного конденсата. Последний с компонентами природного газа образует гидраты. Гидраты отлагаясь в газопроводах и в системе сбора, уменьшают сечение и приводят к аварийным ситуациям, останову промысла. Наличие воды в системе усиливает коррозию оборудования, особенно если в газе содержатся кислые компоненты. В связи с изложенными, для предотвращения образования гидратов на газовых и газоконденсатных месторождениях применяют химические реагенты [2].

Природные и нефтяные газы в условиях пласта находятся в контакте с водой и насыщаются ее парами. Количество воды в добываемом газе зависит от давления и температуры системы, а также от состава газа и минерализации пластовой воды [3].

Для извлечения влаги из природного газа можно применять различные осушители, которые должны иметь:

- 1) высокую поглотительную способность в широком интервале концентраций, давления и температур;
- 2) низкие давления насыщенных паров, чтобы потери, связанные с их испарением, были незначительными;
- 3) температуру кипения, отличающуюся от температуры кипения воды настолько, что отделение поглощенной воды от осушителя могло бы осуществляться простыми методами;
- 4) плотность, отличающуюся от плотности углеводородного конденсата для обеспечения четкого разделения простыми способами;
- 5) низкую вязкость в условиях эксплуатации, обеспечивающую хороший контакт с газом в абсорбере, теплообменниках и другом

массообменном оборудовании;

- б) высокую селективность в отношении компонентов газа, то есть низкую взаиморастворимость с ними;
- 7) нейтральные свойства, то есть не вступать в химические реакции с ингибиторами, применяемыми в процессе добычи газа;
- 8) малую коррозионную активность;
- 9) низкую вспениваемость в условиях контакта с газовой смесью;
- 10) высокую устойчивость против окисления и термического разложения.

На установках комплексной подготовки газа некоторая часть осушителя попадает в водоемы и на почву, поэтому он должен быть неядовитым и способным к полному биологическому разрушению. А также, осушители должны быть дешевыми и нетоксичными. Этим требованиям, отвечают гликоли – этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, пропиленгликоль (ПГ), смеси гликолей с их эфирами.

На практике в схемах установок абсорбционной осушки газа в качестве осушителей применяются высококонцентрированные растворы ДЭГа и ТЭГа, а этиленгликоль и пропиленгликоль применяются в качестве ингибитора гидратообразования [2].

Гликоли являются двухатомными спиртами жирного ряда и с водой смешиваются во всех отношениях. Их водные растворы не вызывают коррозию оборудования. Это обстоятельство, по сравнению с другими абсорбентами, дает им дополнительное преимущество, так как позволяют изготовить оборудование из дешевых марок стали.

Важное свойство гликолей является способность понижать температуру замерзания водных растворов, что дает возможность использовать водные растворы гликолей в качестве антигидратного ингибитора при минусовых температурах контакта. Чем ниже дипольный момент гликоля, тем больше его способность к ассоциации, понижению температуры замерзания раствора.

Основные физико-химические свойства гликолей приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основные физико-химические свойства гликолей

Показатели	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ
Химическая формула	$C_2H_6O_2$	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Относительная молекулярная масса, г/моль	62,07	106,12	150,17
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,113	1,118	1,125
Вязкость при 20 °С, МПа·с	20,9	35,7	47,8
Теплоемкость при 20 °С, кДж/кг·К	2,38	2,09	2,2
Давление насыщенных паров при 20 °С, Па	8	1,1	0,9
Температура, °С:			
начала разложения	164	164,4	206,7
воспламенения на воздухе	120	150,5	173,9
вспышки (в открытом тигле)	118	143,3	165,5
замерзания	–13	–9,0	–7,6
Поверхностное натяжение, 10 ^{–3} м	48,4	48,5	45,2
Коэффициент рефракции (преломления) при 20 °С	1,432	1,447	1,456
Температура кипения, °С:			
при 101,3 кПа	197	244,8	278,3
при 6,66 кПа	123	164	198
при 1,33 кПа	91	128	162
Скрытая теплота парообразования при 101,3 кПа, кДж/кг	796,2	628,1	367,0
Коэффициент объемного расширения в интервале 0–50 °С	0,00062	0,00064	0,00069
Критическая температура, °С	376	410	440
Критическое давление, МПа	8,26	5,1	3,72

Качество товарных гликолей выпускается согласно ГОСТ 19710-83 – Этиленгликоль, ГОСТ 10136-77 – ДЭГ, ТУ 2422-075-05766801-2006 – ТЭГ. Технические требования на качество гликолей определяются областью их применения.

На рисунке 1.1 показана диаграмма температуры замерзания растворов этиленгликоля. Самая низкая точка В, отвечающая составу 33,3% воды и 66,7% этиленгликоля и температуре замерзания –75°С. При охлаждении раствора с содержанием воды больше 33,3% (кривая АВ) до температуры

замерзания выпадают кристаллы льда в виде мягкой взвешенной шуги, а этиленгликоль остается в жидком состоянии. При охлаждении концентрированных растворов этиленгликоля (содержание воды менее 33,3%), при температуре замерзания выпадают кристаллы этиленгликоля, а вода остается в жидком состоянии. В точке «В» одновременно кристаллизуются этиленгликоль и вода. Для предотвращения гидратообразования в системе сбора, необходимо выбирать оптимальную концентрацию – это 66,7% МЭГ и 33,3% воды [5].

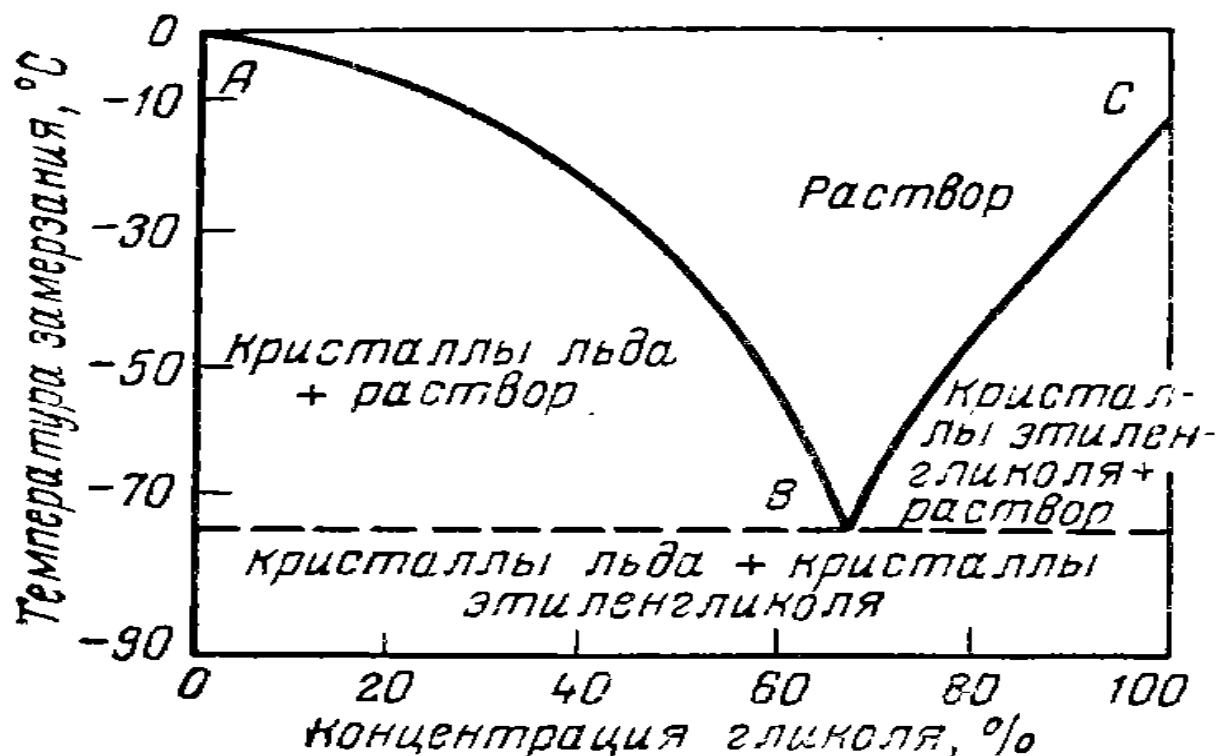


Рисунок 1.1 – Диаграмма температур замерзания водных растворов этиленгликоля [5]

В настоящее время регенерация насыщенного водой гликоля осуществляется следующими технологическими способами:

- атмосферная перегонка насыщенного водой гликоля;
- вакуумная перегонка насыщенного водой гликоля;
- атмосферная или вакуумная перегонка насыщенного водой гликоля с использованием отдувочного газа;
- азеотропная перегонка насыщенного водой гликоля.

Ниже рассмотрим их более подробно.

1.1.Регенерация гликолей при атмосферном давлении

Регенерация при атмосферном давлении чаще всего применяется на промышленных и заводских установках низкотемпературной сепарации для выпаривания воды из 70 %-х растворов этиленгликоля и доведения их концентрации до 80 % (масс.). Раствор гликоля подогревается в паровых или огневых испарителях. [6].

Схема регенерации гликоля, с использованием огневого подогревателя, приведена на рисунке 1.2

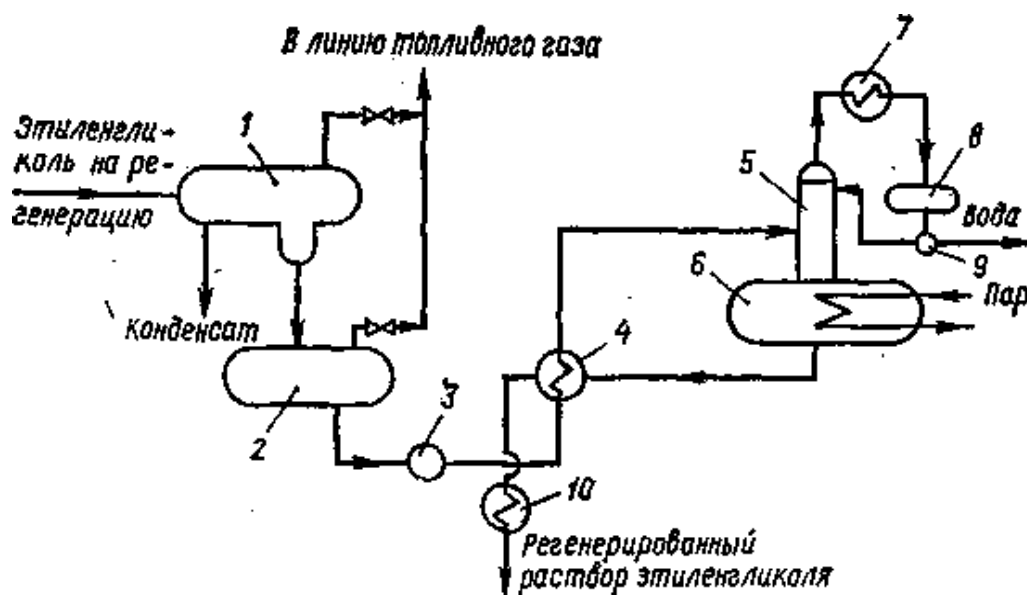


Рисунок 1.2 – Установка регенерации этиленгликоля с паровым подогревом [6]:

1 – фазовый разделитель; 2 – сепаратор; 3 – фильтр; 4 – теплообменник; 5 – десорбер; 6 – испаритель; 7 – конденсатор-холодильник; 8 – емкость орошения; 9 – насос орошения; 10 – холодильник

Производительность установки 2 т/ч гликоля, насыщенного влагой, тепловая нагрузка подогревателя 1463 МДж/ч. Глубина регенерации – от 70 до 80 % (масс.) гликоля. Установка выполнена в виде отдельных блоков, в состав которых входят десорбер, огневой подогреватель и теплообменник, два насоса. Отдельно монтируют резервуары и емкости [6].

Режим работы установки следующий: давление в фазовом разделителе 1,4 МПа и в сепараторе 0,6 МПа; температура этиленгликоля на входе в десорбер 75 °С, наверху десорбера 100 °С, внизу испарителя 135 °С,

на выходе из десорбера регенерированного этиленгликоля 40 °С. Концентрация раствора этиленгликоля, поступающего на регенерацию 70 % (масс.) и регенерированного – 80 % (масс.) [6].

Схема включает сепаратор, где происходит разделение смеси н-МЭГ – газоконденсат, сепаратор для сепарации газа, растворенного в этиленгликоле, теплообменники и десорбер, смонтированный на испарителе с паровым подогревом. Производительность установки 8 м³/ч этиленгликоля. На верх колонны подается водяное орошение [6].

Концентрация ингибитора в абсорбенте определяется температурой его регенерации. При температуре выше 164,4 °С ДЭГ частично разлагается, а при 206,7 °С происходит разложение ТЭГ, при регенерации гликолей под атмосферным давлением получить раствор с концентрацией более 97–98% масс, практически невозможно, так как температура низа десорбера должна быть выше указанных температур, что недопустимо по условиям химической их стабильности. Поэтому гликоли часто регенерируют под вакуумом, который создается в десорбере при конденсации паров воды в конденсаторе-холодильнике и поддерживается за счет удаления из системы несконденсировавшихся газов эжектором или вакуумным насосом.

1.2. Вакуумная регенерация гликолей

При регенерации гликолей под атмосферным давлением и при температуре низа десорбера для МЭГа 164 °С, ДЭГа 164 °С и ТЭГа 204 °С, то есть ниже температуры кипения смеси, практически невозможно получить раствор с концентрацией больше, чем 97–98 % вес. Для получения более высоких концентраций требуется увеличение температур низа колонны, что недопустимо. Поэтому в практике часто гликоли регенерируют под относительным вакуумом. Вакуум в колонне создается удалением паров гликоля из системы при помощи эжектора или вакуумного насоса [7].

Для получения точек росы газа от минус 10 °С до минус 25 °С и ниже используют вакуумную регенерацию гликолей. Схема вакуумирования

испарительной камеры гликоля энергией потока насыщенного гликоля из абсорбера с использованием эжектора, работающий за счет перепада давления насыщенного гликоля приведена на рисунке 1.3

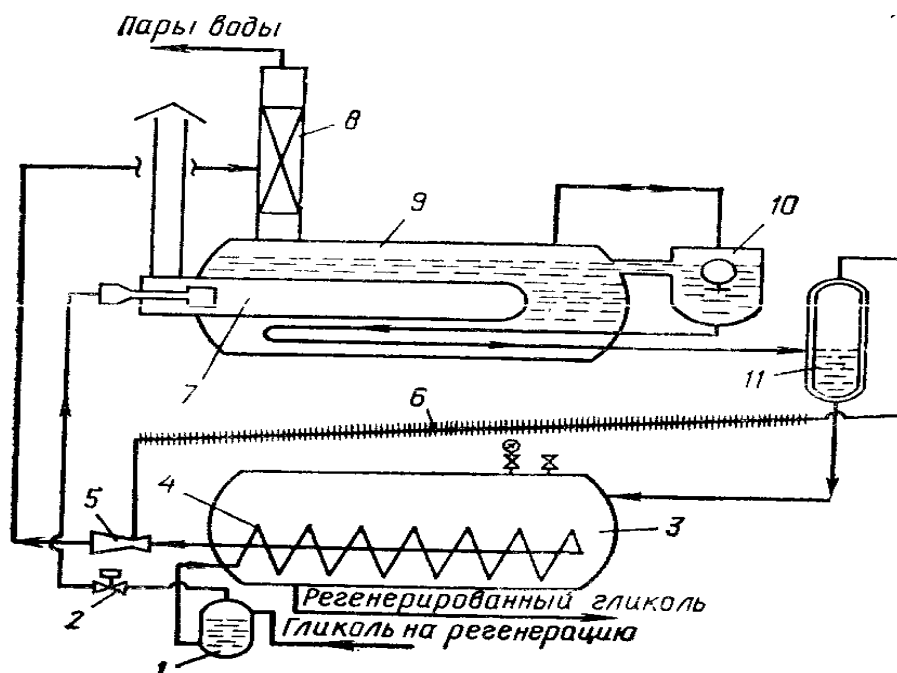


Рисунок 1.3 – Схема вакуумирования испарительной камеры гликоля энергией потока насыщенного гликоля из абсорбера [6]:

1 – сепаратор; 2 – клапан; 3 – промежуточная емкость; 4 – змеевик; 5 – эжектор; 6 – воздушный холодильник; 7 – огневой подогреватель; 8 – отпарная колонна; 9 – испаритель; 10 – поплавковая камера; 11 – испарительная камера.

Регенерация насыщенного гликоля осуществляется в две стадии. На первой стадии в испарителе отгоняется вода при атмосферном давлении; на второй стадии вода отгоняется в испарительной камере 11, вакуум в которой создается системой воздушного холодильника 6 и эжектором 5. За рубежом патентуют схемы, в которых вакуум в испарительной камере поддерживается эжектором, работающим на осушенном газе, выходящем из абсорбера [6].

Парогазовая смесь из эжектора направляется в испаритель, работающий при атмосферном давлении, где эта смесь используется в качестве отдувочного газа. Применение эжекторов позволяет снизить расход электроэнергии, так как исключает привод вакуум-насоса. Для широкого промышленного внедрения методов с использованием эжекторов для создания вакуума необходимо накопить опыт эксплуатации таких установок [6].

1.3. Регенерация гликолей путем подачи отдувочного газа

Практический интерес представляют схемы регенерации гликоля, в которых вместо вакуума используется отдувка газом. Следует, однако, учесть, что вакуум-насос заменяется циркуляционным компрессором, так как выпускать отдувочный газ в атмосферу нерационально. Схема установки регенерации гликоля с подачей отдувочного газа в систему регенерации с огневым подогревателем приведена на рисунке 1.4 [6].

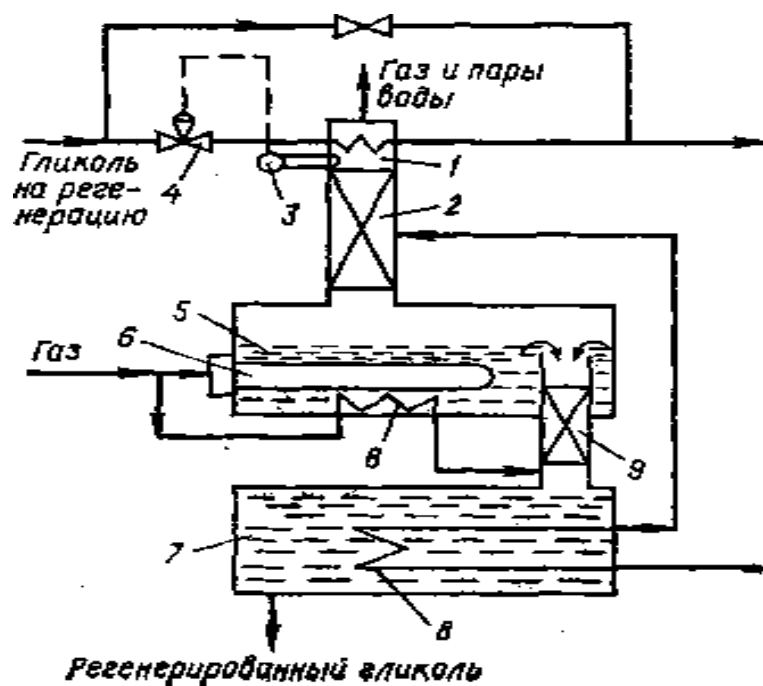


Рисунок 1.4 – Схема установки регенерации гликоля с подачей отдувочного газа [6]:

1 – дефлегматор; 2 – выпарная колонна; 3 – термонара; 4 – регулирующий клапан; 5 – испаритель; 6 – топка; 7 – буферная ёмкость; 8 – теплообменник; 9 – отпарная колонна.

Насыщенный влагой гликоль проходит через змеевик дефлегматора 1, размещенного в верху выпарной колонны 2. Конденсирующийся водяной пар обеспечивает необходимое орошение верха колонны. Далее влажный гликоль проходит через теплообменник 8 и поступает в десорбер, где из него частично отгоняется вода. В испарителе гликоль нагревается за счет сжигания топливного газа в топке 6. Из испарителя гликоль перетекает в отпарную колонну 9, в низ которой подается нагретый отдувочный газ. Здесь в колонне

9 концентрация гликоля доводится до 99,9 % (масс.) и выше. Температура верха колонны регулируется подачей части холодного гликоля через змеевик на верху колонны [6].

К недостаткам схемы следует отнести отвод отдувочного газа и паров воды в атмосферу, что приводит к потерям газа и загрязнению окружающей среды. Для ликвидации потерь газа, устанавливают циркуляционные газодувки и колонны осушки циркулирующего газа. При использовании осушенного газа удастся подучить гликоль концентрацией 99,97 % (масс.). Отдувочный газ можно вводить частично в испаритель через перфорированную трубу, расположенную под топкой, что позволяет интенсифицировать теплообмен и уменьшить вероятность перегрева гликоля [6].

В некоторых схемах в качестве отдувочного газа предлагается использовать отходящие газы, отбираемые из дымовой трубы огневого подогревателя. Газы охлаждаются, отделяются от влаги, подогреваются в теплообменнике и подаются в отпарную камеру. Однако наличие кислорода в продуктах сгорания газа может вызвать окисление гликоля, поэтому использование отходящего газа не представляет особого интереса, хотя обеспечивает экономию электроэнергии для привода вакуум-насоса [6].

1.4. Азеотропная регенерация гликолей

Степень регенерации гликоля зависит от температуры процесса. Чем выше эта температура, тем легче достичь высокой степени регенерации гликоля. Однако с повышением температуры в колонне наблюдаются потери гликоля от испарения и химического разложения.

С применением азеотропного агента можно получить гликоли высокой концентрации при более низких температурах. Азеотропная ректификация растворов гликолей, насыщенных влагой (процесс «Драйзо»), проводится путем добавки в испаритель толуола, изооктана, бензина-растворителя, фракции 74–130 °С, газоконденсата, образующих положительные азеотропные смеси с влагой, присутствующей в гликоле. Азеотропный агент

практически не смешивается с водой или дегидративным агентом и плотность его меньше плотности регенирируемой смеси. Данная технология имеет существенное преимущество перед остальными, так как позволяет достигать наивысших концентраций рЭГа до 99,99 %.

Для низа отгонной колонны при азеотропном регенирировании рекомендуется следующая температура (°C): для МЭГа 149–165; ДЭГа 149–177; ТЭГа 177–196.

Азеотропные агенты подаются под поверхность горячего водного раствора осушителя и образуют азеотроп с водой. Для увеличения поверхности контакта между осушаемой системой и азеотропным агентом, азеотропный агент перемешивается с движущимся флюидом.

Схема регенерации гликоля азеотропной ректификации приведена на рисунке 1.5

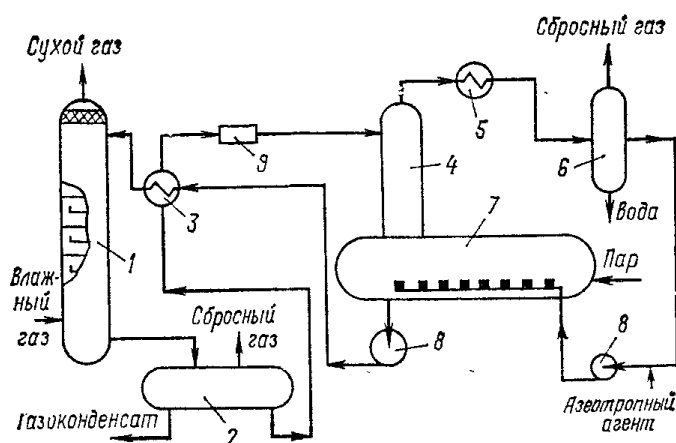


Рисунок 1.5 – Схема регенерации гликоля азеотропной ректификации [6]:
 1 – абсорбер; 2 – трехфазный сепаратор; 3 – теплообменник; 4 – десорбер;
 5 – конденсатор; 6 – сепаратор; 7 – испаритель; 8 – насос; 9 – фильтр

Регенирированный раствор гликоля подается на верх абсорбера 1, где он контактирует с влажным газом, поступающим в низ аппарата. Осушенный газ отводится из абсорбера сверху. Влажный гликоль выводится с низа абсорбера и проходит сепаратор 6, подогревается в теплообменнике 3 и через фильтр 9 поступает в десорбер 4. Фильтр патронного типа, заполненный активированным углем, предназначен для удаления смол. Число

теоретических тарелок в десорбере зависит от влажности гликоля. Обычно достаточно четырех теоретических тарелок.

Температура в десорбере 160 °С, при этом гликоль регенерируется до содержания влаги 1,4% (масс.). Стекая, он контактирует с азеотропным агентом, подаваемым насосом 5 в испаритель 7. Десорбер работает в режиме, близком к изотермическому, поэтому он должен быть хорошо изолирован или даже оборудован паровой рубашкой [6]. Разделяющий агент образует азеотропную смесь с водой, которая отводится с верха десорбера. После конденсатора смесь разделяется в сепараторе: вода отводится на очистные сооружения, а азеотропный агент насосом 8 подается в испаритель 7. Объем сепаратора должен обеспечивать хорошее разделение смеси конденсат изооктана – вода. Регенерированный раствор гликоля охлаждается и возвращается в систему. Процесс «Драйзо» имеет замкнутый цикл по углеводородам. Однако в десорбированной воде содержатся следы гликоля и углеводородов, и она нуждается в дополнительной очистке [6].

Применение процесса «Драйзо» в производстве этилена требует тщательного фильтрования раствора, эффективного сепарационного оборудования. Для обеспечения надёжной эксплуатации установки, необходимо тщательно удалять из раствора непредельные углеводороды, что достигается применением трехфазных сепараторов и фильтрованием всего циркулирующего раствора через активированный уголь. Конечно же необходимо отметить, что наличие газоконденсата, выделенного из газа при абсорбции, в десорбционной воде вызовет разбавление азеотропного компонента тяжелыми фракциями. [6].

2. ПРОБЛЕМЫ ТЕХНОЛОГИИ РЕГЕНЕРАЦИИ НАСЫЩЕННЫХ ГЛИКОЛЕЙ

После контактирования в абсорбере с сырьевым газом гликоли насыщаются водой, при циркуляции в системе в гликолях накапливаются различные примеси. Рассмотрим источники загрязнения растворов гликолей, влияние этого фактора на работу УКПГ и основные способы регенерации растворов от воды и примесей [3].

Из практики технологии регенерации насыщенных гликолей отметим основные проблемные трудно решаемые задачи, это:

- механические примеси;
- накопление минеральных солей из пластовой воды;
- накопление тяжелых углеводородов;
- загрязненность буровым раствором.

Добыча газа сопровождается выносом капельной жидкости (пластовой воды), частиц керна, остатков бурового раствора из пласта. На стадии проектирования этот процесс не поддается прогнозированию и количественной оценке. Несмотря на это, все схемы обработки газа включают в себя входной сепаратор, одной из основных функций которого является отделение от газа капельной жидкости и механических примесей.

Капельная жидкость – пластовая вода, как правило она содержит растворенные соли, в составе которых преобладает хлористый натрий. Наряду с этим в состав солей входят хлористый кальций, карбонаты кальция и натрия, хлористый магний и др. [3].

Во входных сепараторах не достигается полного отделения капельной жидкости от газа. Часть жидкости поступает в абсорбер, где поглощается раствором гликоля, используемым в качестве абсорбента для извлечения паров воды из газа. Одновременно в гликоле накапливаются тяжелые углеводороды, продукты коррозии оборудования установок осушки и осмоления самих гликолей.

Происходит также накопление компрессорного масла в гликоле. На одной из установок в него попадало до $0,45 \text{ мг/м}^3$ компрессорного масла. Следует отметить, что это всего лишь в 2–3 раза меньше, чем величина равновесных потерь ДЭГа с осушенным газом и практически столько же, сколько и составляют равновесные потери ТЭГа. Поэтому к уносу масла с обратным газом и влиянию этого фактора на показатели ГТС необходимо относиться с той же серьезностью, что и к равновесным потерям гликоля с газом.

Например, при производительности технологической нитки 10 млн. $\text{м}^3/\text{сутки}$, количество масла, поступающее в абсорбер, составляет $4,5 \text{ кг/сут.}$ Часть этого масла поглощается раствором гликоля. Поскольку температура кипения масла значительно выше температуры низа колонны, часть масла накапливается в гликоле.

Наличие примесей в циркулирующем ДЭГе оказывает отрицательное влияние на работу установок осушки газа. Так, в процессе нагрева и регенерации на теплопередающих поверхностях оборудования отлагаются твердые асфальтоподобные конгломераты, состоящие из кристаллических солей, механических примесей, частиц глины, песка и окарины, смолистых продуктов. Образование таких отложений на поверхностях нагрева затрудняет теплообмен, приводит к увеличению энергозатрат и способствует преждевременному выходу из строя оборудования из-за, прогара теплопередающих поверхностей [3].

Накопление минеральных солей в растворе увеличивает коррозионную активность последнего, что существенно усиливает коррозию конструкционных материалов и оборудования газопромысловых объектов.

Опыт эксплуатации ряда установок осушки газа, подтверждает высокую коррозионную активность ДЭГа в системах осушки и регенерации – наблюдается коррозия тарелок и перегородок (вплоть до провалов) в абсорберах и колоннах регенерации, прогары труб испарителя (при наличии в растворе механических примесей и растворенных солей). Практика

эксплуатации УКПГ на Ямбургском ГКМ показывает, что накопление в гликоле солей и механических примесей способствует также эрозии оборудования. Известны аварийные остановки печей подогрева ДЭГа по этим причинам [3].

Наличие солей в растворе повышает его вязкость. Одно из отрицательных последствий этого – ухудшение массообменного процесса (при прочих равных условиях). Кроме того, в системе может не установиться равновесие, что равнозначно недоосушке газа.

При значительном накоплении тяжелых углеводородов в гликоле, возможно образование двухфазной системы в виде эмульсии с последующим осаждением частиц углеводородов на поверхности жаровых труб и образованием пленки. Этот процесс вызывает закоксовывание стенок, в результате чего их поверхность становится неровной, а в низких местах могут скапливаться гликоль и углеводороды, которые под действием высоких температур разлагаются. Образующиеся кислоты, усиливая коррозию, способствуют разрушению материала оборудования. Продукты коррозии, накапливаясь в гликолях, усугубляют описанные выше проблемы [3].

Особенно серьезные проблемы вызывает углерод, образующий при разложении тяжелых углеводородов: он быстро накапливается в жаровых трубах и создает на их поверхности пленки. С увеличением толщины пленки температура стенок повышается, что нередко вызывает образование трещин.

Шлам, образующийся из продуктов разложения гликоля и тяжелых углеводородов, может забивать тарелки и теплообменники. Кроме того, наличие шлама в растворе приводит к эрозии деталей насоса, арматуры и регуляторов, а также требует частых замен фильтрующих элементов.

Учитывая серьезность этой проблемы, иногда даже рекомендуют вывести гликоль из системы при содержании в нем углеводородов более 0,5% (масс.) и подвергнуть очистке.

Механические примеси, попадая в абсорберы, забивают его контактные элементы. В результате этого происходит ухудшение массообмена

между фазами, снижается эффективность процессов. Одновременно увеличивается также перепад давления на установке.

Забивание механическими примесями сечения контактных устройств приводит к увеличению скорости газа, что в свою очередь, способствует пенообразованию и уносу гликоля в виде капель. Такие же последствия имеет загрязнение сепарационных элементов. По данным специалистов ТюменьНИИгазпрогаза, при загрязнении фильтров эти потери со временем могут составить до 100 г/1000 м³ [3].

В связи с выше изложенным, вывод: при процессах регенерации и осушки газа, важное значение приобретают вопросы регенерации растворов от влаги и их очистки от различных примесей, таких как минеральные соли, механические примеси, продукты коррозии, тяжелые углеводороды.

3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

В данной выпускной квалификационной работе, проведем анализ особенностей технологии использования моноэтиленгликоля, как ингибитора образования гидратов при подготовке природного газа методом низкотемпературной сепарации.

За период 2013–2017гг. эксплуатации УКПГ Киринского ГДУ основным неблагоприятным фактором, в значительной степени осложняющим ведение технологического процесса при регенерации МЭГ, является накопление в системе циркуляции ингибитора гидратообразования растворенных веществ (соли, примеси), а также накопление в ней конденсата.

Целью работы является анализ факторов, обеспечивающих эффективность технологии регенерации насыщенного моноэтиленгликоля на Киринском газоконденсатном месторождении.

Задачи:

- изучить действующую технологическую схему установки регенерации насыщенного моноэтиленгликоля методом атмосферной перегонки;
- провести анализ факторов, влияющих на качество регенерации гликоля;
- представить зависимости свойств МЭГа от содержания в нем воды;
- оценить технологическую и экономическую эффективность процесса регенерации моноэтиленгликоля.

4. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

4.1. Геологическая характеристика месторождения

Данный раздел удален в связи с конфиденциальностью информации геологического строения месторождения: значения дебитов, давлений и состава пластовой газоконденсатной смеси месторождения.

Таблица 4.1 – Стратиграфическое расчленение разреза скважины № X Киринского месторождения [13]

Таблица 4.2 – Свойства пластовой газоконденсатной смеси продуктивных пластов I–IV Киринского газоконденсатного месторождения [16]

Таблица 4.3 – Компонентный состав пластовой газоконденсатной смеси продуктивных пластов I–IV Киринского газоконденсатного месторождения [16]

4.2. Динамика показателей разработки

Данный раздел удален в связи с конфиденциальностью технологических показателей разработки: производительности скважин и запасов месторождения.

4.3. Схема подводно-добычного комплекса

Данная информация удалена в связи с конфиденциальностью схемы подводно-добычного комплекса.

4.4. Характеристика сырья и продукции установки регенерации

Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции приведена в Приложении А, где значения показателей указаны в соответствии с нормативными документами.

Установка регенерации МЭГа обеспечивает регенерацию насыщенного раствора МЭГа.

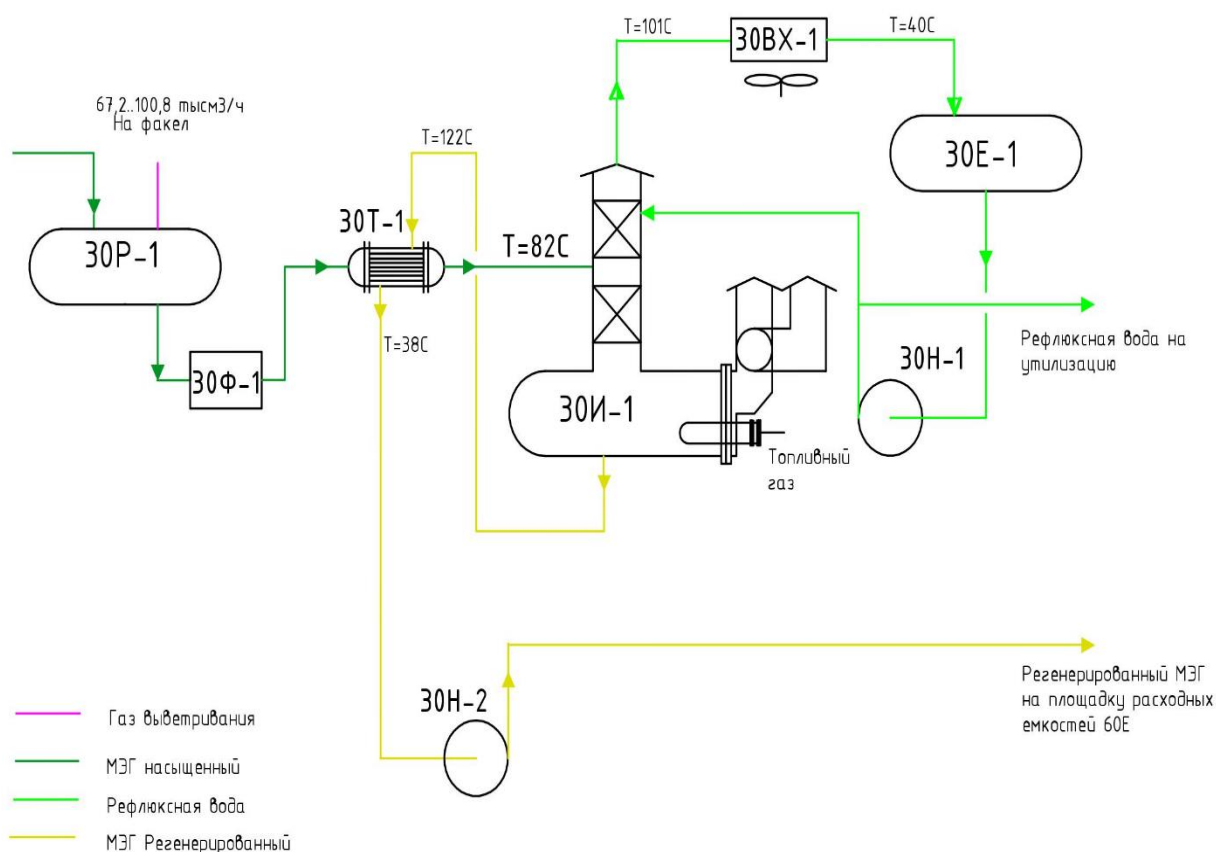


Рисунок 4.9 – Схема установки цеха регенерации моноэтиленгликоля: 30P-1 – блок дегазатора-разделителя; 30Ф-1 – блок фильтров; 30Т-1 – теплообменник; 30И-1 – испаритель огневой; 30ВХ-1 – блок аппаратов воздушного охлаждения; 30Е-1 – блок емкости рефлюкса; 30Н-1 – блок насосов подачи орошения; 30Н-2 – блок насосов регенерированного гликоля.

УРМ содержит три рабочие технологические нитки производительностью по сырью 4,5 тонн/час каждая. Запаса мощности трех технологических ниток достаточно для регенерации максимально допустимого объема н-МЭГа, поступающего из цеха подготовки газа (ЦПГ).

Схема установки регенерации МЭГа приведена на рисунке 4.9 [8].

Блок дегазатора-разделителя 30Р-1 предназначен для разгазирования поступающего из ЦПГ н-МЭГа и периодического отвода конденсата газа, выветренного (КГВ).

Блок фильтров 30Ф-1 предназначен для очистки от механических примесей поступающего из блока-дегазатора разделителя 30Р-1 н-МЭГа. Поступающий н-МЭГ проходит через фильтрующие патроны снаружи внутрь, где улавливаются мехпримеси, после чего направляется в блок огневой регенерации МЭГа 30РМ-1.

Блок огневой регенерации МЭГа 30РМ-1 предназначен для регенерации н-МЭГа с концентрацией 60...70 % масс. до концентрации 80...90 % масс., а также регулирования производительности технологической нитки УРМ. Блок состоит из двух узлов: узла испарителя и узла теплообменников. Узлы обвязаны технологическими трубопроводами с арматурой и приборами КиА в соответствии с технологически процессом регенерации МЭГа и его разделения. В состав узла испарителя входит испаритель огневой 30И-1 с установленной на нем колонной выпарной 30К-1. Испаритель огневой установлен на бетонном фундаменте. Аппараты обвязаны технологическими трубопроводами с запорной, предохранительной, регулирующей арматурой и приборами КИПиА. В состав узла теплообменников входят три кожухотрубчатых теплообменника: 30Т-1/1, 30Т1/2, 30Т-1/3 и два фильтра тонкой очистки: Ф-2/1, Ф-2/2.

Блок огневой регенерации МЭГа 30РМ-1 работает следующим образом. Из блока фильтров 30Ф-1 в количестве поступает н-МЭГ в блок огневой регенерации МЭГа 30РМ-1, где проходит через теплообменники и нагретый до температуры 82 °С подается в среднюю часть выпарной колонны 30К-1, где происходит его частичная от-парка горячими парами МЭГа, поступающими из испарителя 30И-1. Нагретый н-МЭГ из выпарной колонны переходит в испаритель 30И-1, где доводится до кипения за счет тепла сгорания топливного газа в жаровой трубе. Нагретый до 122 °С р-МЭГ отводится в межтрубное пространство теплообменника для подогрева н-

МЭГа, проходит через теплообменник и при температуре 38 °С подается в блок насосов регенерированного гликоля 30Н-2. Верхний продукт выпарной колонны 30К-1 поступает в аппарат воздушного охлаждения 30ВХ-1 при температуре 101 °С. Температура верха колонны поддерживается путем подачи в качестве орошения воды конденсационной из блока насосов подачи орошения 30Н-1, а температура низа колонны – расходом топливного газа на горелки испарителя.

Автоматическое регулирование параметров регенерации н-МЭГа осуществляется только при условии, что технологическая нитка УРМ запущена и находится в автоматическом режиме управления. Нормальное протекание процесса регенерации МЭГа на УРМ характеризуется двумя технологическими параметрами:

- температура верха колонны блока огневой регенерации 30РМ-1 – 101 °С;
- температура в испарителе блока огневой регенерации 30РМ-1 – 122 °С.

Блок аппаратов воздушного охлаждения 30ВХ-1 предназначен для охлаждения верхнего продукта выпарной колонной 30К-1 и подачи полученной воды конденсационной в блок емкости рефлюкса 30Е-1 при температуре 40 °С. Блок состоит из трех аппаратов воздушного охлаждения АВГ 9 0,6 Б1 В1Т/4 1 4УХЛ.

Блок емкости рефлюкса 30Е-1 предназначен для сбора воды конденсационной (рефлюксной), поступающей из блока аппаратов воздушного охлаждения 30ВХ-1 при температуре 40 °С.

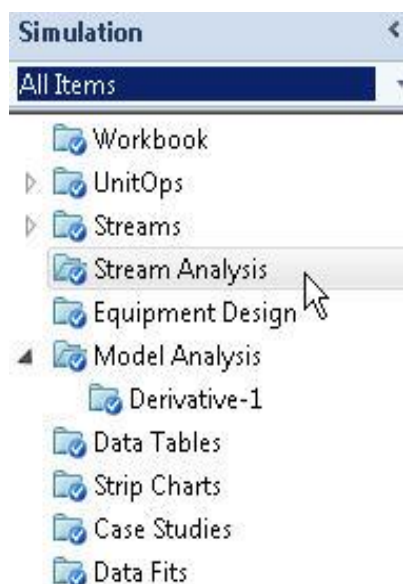
Вода конденсационная из блока емкости рефлюкса 30Е-1 подается в блок насосов подачи орошения 30Н-1, предназначенный для ее подачи в колонну выпарную 30К-1 блока 30РМ-1 в качестве орошения, а также ее отвода на утилизацию.

р-МЭГ из блока огневой регенерации МЭГа 30РМ-1 подается в блок насосов регенерированного гликоля 30Н-2, откуда подается в емкость сбора р-МЭГа 60Е-1 и откуда снова подается на устье скважины.

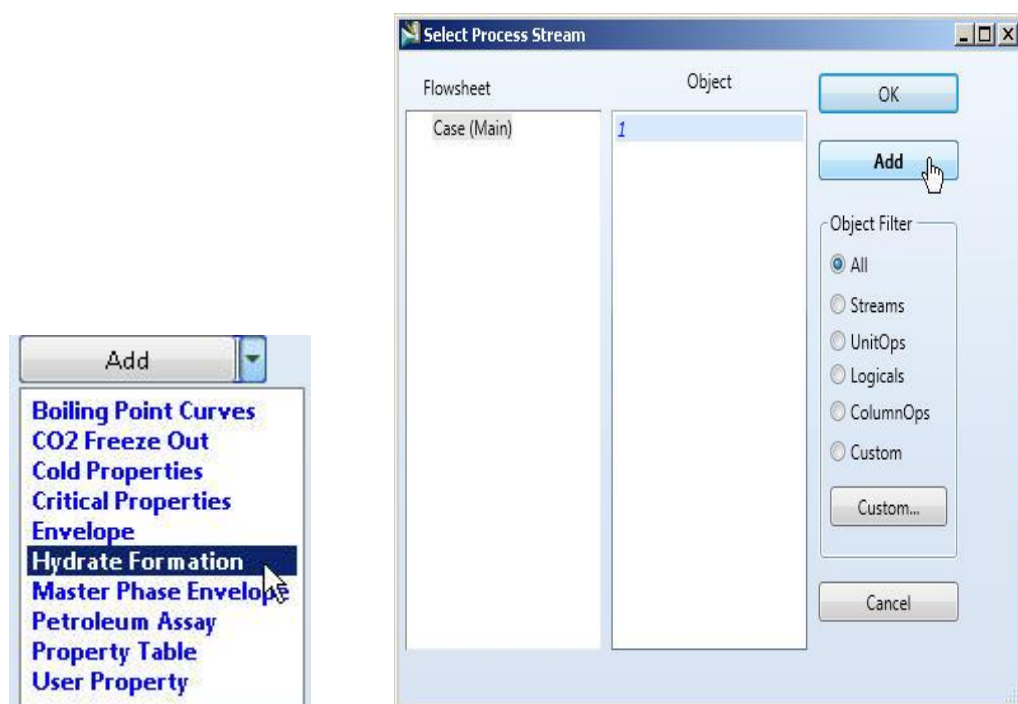
4.5. Методика исследования свойств вещества в программном комплексе UniSim

Определить наличие гидратов в потоке (при условии наличия в нем воды), можно при помощи специальных вспомогательных инструментов.

Доступ к этим инструментам осуществляется через закладку Stream Analysis:



Для начала необходимо добавить (Add) утилиту Образование гидратов (Hydrate Formation) выбрав ее из выпадающего списка.



- Выберите Object (поток) в котором Вы хотите проверить наличие гидратов;
- нажмите кнопку Добавить;

Name	Type	Stream	Status
Hydrate Formation-1	Hydrate Formation	1	OK

- откройте окно двойным нажатием мыши
- при необходимости измените имя утилиты в поле Name (Имя);
- изменить поток можно нажав кнопку Select Stream (Выбор поток;

Hydrate Formation: Hydrate Formation-1

Design Performance Dynamics

Performance

Formation T/P

Formation Temperature at Stream Pressure

Formation Temperature [C]	3.9044
Hydrate Type Formed	Type II
Calculation Mode	Assume Free Water
Equilibrium Phases	V - Aq - H
Inhibitor Calculation	Not Included

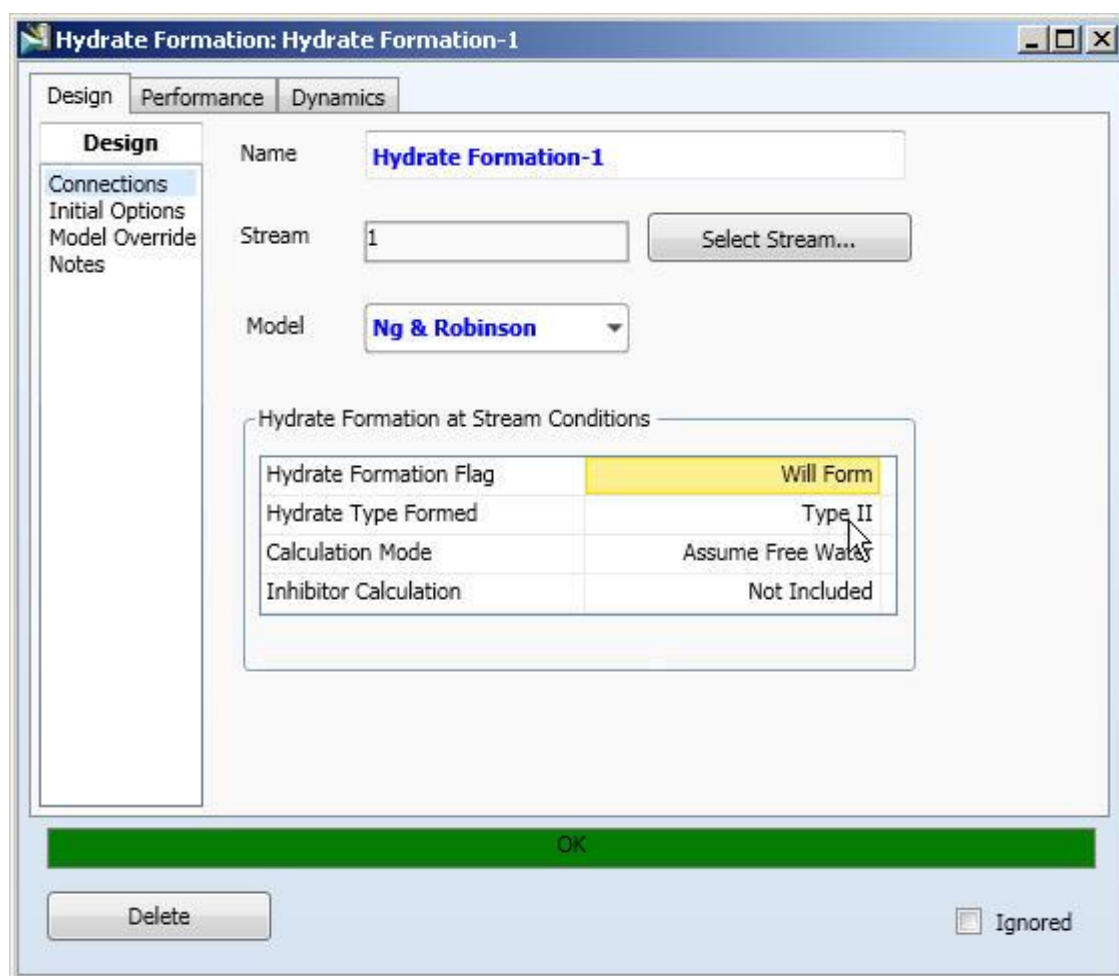
Formation Pressure at Stream Temperature

Formation Pressure [kPa]	479.1197
Hydrate Type Formed	Type II
Calculation Mode	Assume Free Water
Equilibrium Phases	V - Aq - H
Inhibitor Calculation	Not Included

OK

Delete

☐ Ignored



В результате «UniSim» выдал нам отчет о наличии гидратов второго типа (Type 2). Температуру и давление гидратообразования можно посмотреть на закладке Performans.

Методика определения типа воды по классификации Сулина

В основу типизации вод по классификации Сулина положены так называемые генетические коэффициенты, $\frac{rNa}{rCl}, \frac{rNa - rCl}{rSO_4} \text{ и } \frac{rCl - rNa}{rMg}$, базирующиеся на свойствах кислот и оснований (т.е. в первую очередь взаимодействуют сильные, а затем уж вступают в реакцию более слабые кислоты и основания. Из указанных кислотных остатков наиболее сильным является хлор-ион, а наиболее слабым – гидрокарбонат-ион. Среди основных остатков наиболее сильным является натрий, а наиболее слабым – кальций) [10].

При $\frac{rNa}{rCL} > 1$, воды натриевые и тогда применяется $\frac{rNa - rCl}{rSO_4}$, при значениях которого >1 воды будут гидрокарбонато-натриевые, а <1 – сульфатно-натриевые. Это обычно поверхностные и подземные воды малой минерализации.

При $\frac{rNa}{rCL} < 1$, воды хлоридные и тогда применяется $\frac{rCl - rNa}{rMg}$,

При значениях, которого >1 воды хлоркальциевые (минерализованные подземные воды), а с <1 – хлормagneиные (морские воды).

4.6. Действующая технология осушки газа

Установка низкотемпературной сепарации обеспечивает разделение газоконденсатной смеси на газ, природный обработанный и конденсат газовый насыщенный. Принцип действия установки заключается в последовательном прохождении газового потока через две ступени сепарации, отличающиеся условиями разделения смеси (температурой и давлением). Параметры разделения каждой ступени обеспечивают максимальную конденсацию и выделение жидкой фазы из газа. Эффективность работы сепарационного оборудования проверяется с помощью узла подключения измерителя уноса жидкости 10УП-1 [8].

Установка НТС содержит две идентичные технологические нитки номинальной производительностью 10 млн. м³/сутки каждая.

Схема установки осушки газа приведена на рисунке 4.10 [8].

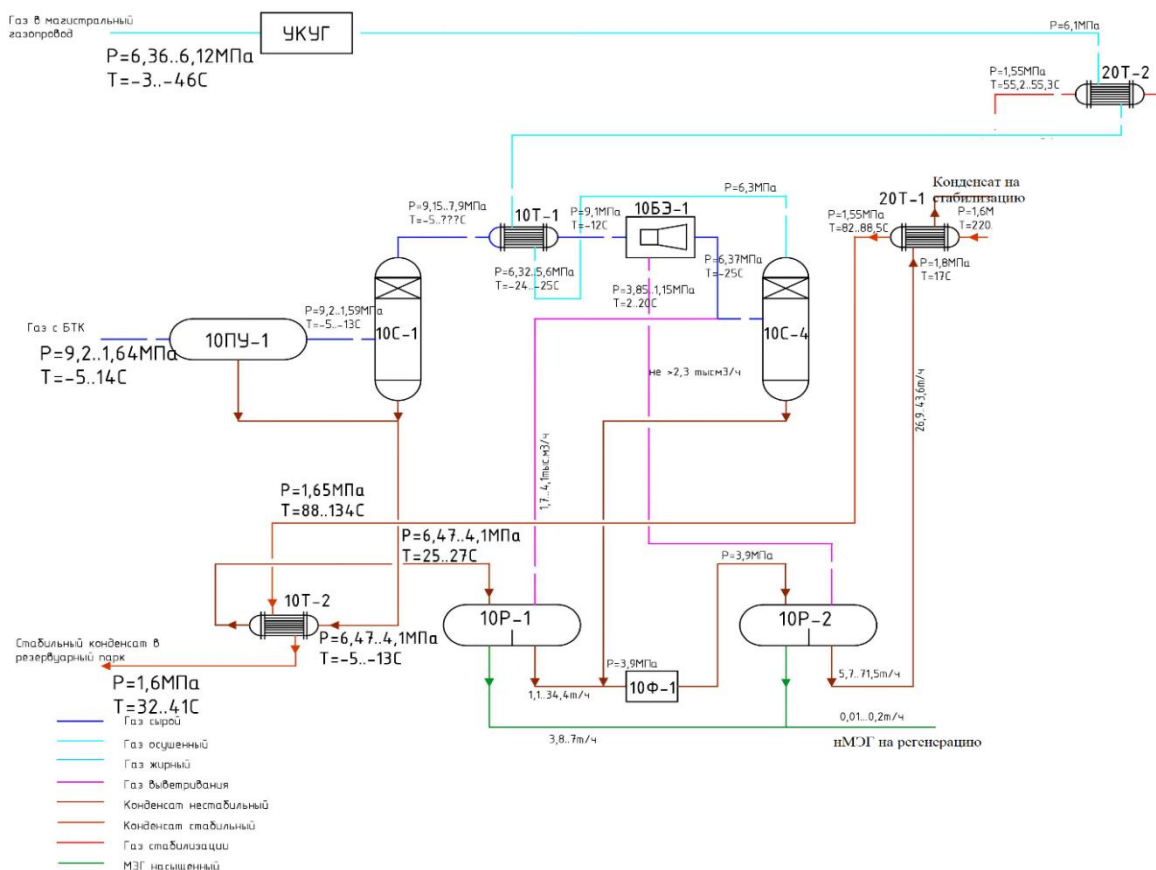


Рисунок 4.10 – Схема осушки газа методом низкотемпературной сепарации: 10ПУ-1 – блок пробкоуловителя; 10С-1 – блок сепаратора первичного; 10С-4 – блок сепаратора низкотемпературного; 10Т-1 – теплообменник «газ-газ»; 10БЭ-1 – блок эжекторов; 20Т-1 – теплообменник «конденсат-конденсат»; 20Т-2 – теплообменник охлаждения газов стабилизации; 10Т-2 – теплообменник «конденсат-конденсат»; 10Ф-1 – блок фильтров; 10Р-1, 10Р-2 – блок разделителя; УКУГ – узел коммерческого учета газа

Пластовая газоконденсатная смесь под давлением X МПа и температуре минус N °С поступает из кранового узла в блок пробкоуловителя 10ПУ-1.

Блок предназначен для защиты оборудования от залповых выбросов в систему УКПГ БТК, предотвращения образования перепада давления в системе и улавливания пробок, выносимых в штатном режиме работы, а также при пуске и остановке трубопроводов ПДК.

Далее пластовая газоконденсатная смесь под давлением X МПа и температуре минус N °С поступает от блока пробкоуловителя 10ПУ-1 в блок сепаратора первичного 10С-1.

Блок предназначен для отделения конденсата и пластовой воды от газа и включает в себя: расположенные на раме сепаратор, арматурный узел с запорной и регулирующей арматурой, площадки обслуживания, приборы и средства КиА. Для защиты блока от превышения давления предусмотрена установленная на аппарате система предохранительных клапанов (рабочий, резервный).

Сепаратор первичный представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат диаметром 2000 мм, включающий в себя узел входа, минициклоны, фильтрующие патроны и защитный лист.

Аппарат работает следующим образом. Пластовая газоконденсатная смесь поступает в сепаратор 10С-1 через узел входа, где происходит его предварительная очистка от капельной жидкости, далее газ проходит через минициклоны и фильтрующие патроны, где происходит его окончательная очистка, и выходит из аппарата в блок арматурный распределения сырого газа 10Ар-1. Отделившаяся жидкость собирается в кубовой части аппарата, откуда отводится по мере накопления в блок разделителя 10Р 1.

Отсчет уровня жидкости в аппарате осуществляется от центра нижнего отбора уровнемерной камеры, узлом подключения измерителя уноса жидкости 10УП-1. Узел предназначен для подключения измерителя уноса жидкости и представляет собой задвижку с патрубком, присоединенным к трубопроводу технологической нитки УКПГ БТК между блоком сепаратора первичного 10С-1 и блоком арматурным распределения сырого газа 10Ар-1.

Пластовая газоконденсатная смесь в количестве M ст. м³/ч под давлением X МПа и температуре минус N °С от сепаратора первичного 10С 1 поступает в блок арматурный распределения сырого газа 10Ар-1, где замеряется датчиком расхода и подается в теплообменник «газ-газ» 10Т-1.

Блок предназначен для регулирования производительности технологической нитки УКПГ БТК, которое осуществляется по закону ПИД-регулирования воздействием на клапан в соответствии с показаниями

расходомерного устройства. Уставка для регулирования задается на уровне оперативно-производственной службы.

Теплообменник предназначен для охлаждения пластовой газоконденсатной смеси в трубном пространстве за счет ее рекуперативного обмена с газом природным обработанным, проходящим по межтрубному пространству.

Далее в блок эжекторов 10БЭ-1 поступают:

- пластовая газоконденсатная смесь под давлением X МПа и температуре минус N °С из теплообменника «газ-газ» 10Т-1;
- газ выветривания под давлением X МПа и температуре N °С из блока разделителя 10Р-2.

Блок эжекторов 10БЭ-1 предназначен для утилизации низконапорного углеводородного газа.

Блок работает следующим образом. Пластовая газоконденсатная смесь (активный поток) из теплообменника «газ-газ» 10Т-1 поступает в сопло эжектора, где из-за сужения возрастает скорость потока газа, при этом за счет снижения скоростного составляющего давление в области сопла снижается, и газ выветривания из разделителя 10Р-2 поступает в активный поток. Газ выветривания засасывается активным потоком пластовой газоконденсатной смеси в камеру смешения, где происходит их смешение. В расширяющемся диффузоре происходит торможение потока смеси газов, в результате чего пластовая газоконденсатная смесь на выходе, имеющая давление X МПа и температуру минус N °С, направляется в блок сепаратора низкотемпературного 10С-4.

Пластовая газоконденсатная смесь под давлением X МПа и температуре минус N °С из блока эжекторов 10БЭ-1 поступает в блок сепаратора низкотемпературного 10С-4.

Блок сепаратора низкотемпературного 10С-4 предназначен для отделения капельной жидкости от пластовой газоконденсатной смеси.

Сепаратор низкотемпературный 10С-4 представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат с внутренним диаметром S мм, включающий в себя узел входа с отклоняющей пластиной и сетчатым коагулятором, узел сепарации с элементами центробежными, узел фильтрации с патронами, фильтрующими и сборник жидкости с защитным листом. В корпусе аппарата имеются два люка для внутреннего осмотра и выполнения ремонтных работ внутри аппарата.

Блок работает следующим образом. Пластовая газоконденсатная смесь поступает в аппарат через радиально расположенный штуцер на отбойную пластину узла входа газа с сетчатым коагулятором, где происходит частичное отделение крупных капель жидкости от газа. После предварительной очистки газ проходит через узел, состоящий из элементов центробежных, где происходит отделение капельной жидкости от газа за счет центробежных сил. Окончательная очистка происходит на третьей ступени, состоящей из патронов фильтрующих. Очищенный газ выводится из аппарата через штуцер выхода газа, а жидкость через сливные трубы выводится в кубовую часть аппарата под минимально допустимый уровень, откуда отводится через штуцер по мере накопления. Для дренажа предусмотрен соответствующий штуцер в нижнем днище. В нижней части аппарата предусмотрен наружный обогреватель.

Нормальное протекание процесса НТС характеризуется двумя технологическими параметрами:

- давлением газа на входе в низкотемпературный сепаратор – X МПа;
- температурой газа в низкотемпературном сепараторе – минус N °С.

Поддержание заданного давления газа на входе в низкотемпературный сепаратор 10С-4 обеспечивается работой блока эжекторов 10БЭ-1. Запуск и вывод на рабочий режим блока эжекторов осуществляется оператором в ручном режиме в соответствии с руководством по эксплуатации на блок. Управление клапаном из состава блока 10БЭ-1 необходимо только при пуске блока в работу для вывода его на рабочий режим по давлению либо в случаях,

когда один или несколько эжекторов отключены. При нормальном режиме работы блока по давлению (все три эжектора в работе) данный клапан закрыт, и управление им не требуется.

Поддержание заданной температуры газа в низкотемпературном сепараторе 10С-4 обеспечивается работой теплообменника 10Т-1 и блока эжектора 10БЭ-1. Требуемая температура НТС (минус N °С) достигается за счет падения давления пластовой газоконденсатной смеси на эжекторе 10БЭ-1. Согласно технологическим расчетам, для того, чтобы обеспечить данное значение температуры пластовой газоконденсатной смеси на выходе 10БЭ-1, необходимо на входе 10БЭ-1 иметь значение минус N°С. Это достигается работой теплообменника 10Т-1 и входящего в состав блока 10Ар-2 регулирующего клапана. При нормальном режиме работы клапан полностью закрыт, тем самым обеспечивается максимальный теплообмен в 10Т-1. В случае понижения температуры пластовой газоконденсатной смеси (прямой поток) на выходе из теплообменника (датчик температуры) осуществляется перепуск части потока газа природного обработанного (холодного) с выхода 10С-4 по байпасу теплообменника 10Т-1 путем воздействия на вышеуказанный клапан.

Теплообменник «конденсат-конденсат» 10Т-2 предназначен для подогрева жидкостной смеси КГН и н-МЭГа теплом КГС путем их рекуперативного обмена.

Жидкостная смесь КГН и н-МЭГа под давлением X МПа и температуре N °С из теплообменника 10Т-2 поступает в блок разделителя 10Р-1, который предназначен для разделения поступающей жидкостной смеси на углеводородный КГН, н-МЭГ и газ выветривания. Блок работает следующим образом. Дегазация и разделение жидкостной смеси в блоке разделителя 10Р-1 происходит за счет времени накопления и поддержания постоянного уровня жидкостной смеси, при котором создается наибольшая площадь поверхности раздела. Разделение жидкостной смеси производится отстаиванием под действием силы тяжести двух несмешивающихся жидкостей – КГН и н-МЭГа,

при этом из жидкостной смеси частично выветривается газ. Жидкостная смесь в виду разности плотностей компонентов, расслаивается на нижний слой – н-МЭГ и верхний – КГН. КГН через верхнюю кромку переливается в отдельную секцию аппарата – конденсатный карман, а н-МЭГ собирается в отсеке для сбора более тяжелой фазы.

Жидкостная смесь КГН и н-МЭГа из блока разделителя 10Р-1, узла пленкосъемника 10ПС-1, сепаратора низкотемпературного 10С-4 и агрегата электро-насосного 10Н-2 поступает блок фильтров 10Ф-1. Блок фильтров 10Ф-1 предназначен для очистки жидкостной смеси КГН и н-МЭГа от механических примесей.

Жидкостная смесь КГН и н-МЭГа под давлением X МПа из блока фильтров 10Ф-1 поступает в блок разделителя 10Р-2. Блок разделителя 10Р-2 предназначен для разделения жидкостной смеси КГН и н-МЭГа на легкую жидкую фазу (КГН), тяжелую жидкую фазу (н-МЭГ) и газовую фазу (газ выветривания).

р-МЭГ из насосной МЭГа и метанола, поступает в устройство ввода МЭГа 10УВ-1 в количестве S т/ч под давлением X МПа и температуре N °С. Устройство ввода МЭГа 10УВ-1 предназначено для предотвращения гидратообразования и разрушения образовавшихся гидратов в трубопроводах путем подачи в технологическую нитку УКПГ БТК ингибитора гидратообразования – МЭГа.

Компонентный состав газа в блоке контроля качества газа (БКК) определяется поточным промышленным газовым хроматографом с системой пробоподготовки, предназначенной для фильтрации газа от механических примесей, приведения давления и расхода пробы газа к необходимым значениям. Отработанные газы от хроматографа сбрасываются на свечу.

Измеряемые компоненты газа природного обработанного: азот (N_2) и кислород (O_2) суммарно, метан (CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), изобутан ($i-C_4H_{10}$), бутан ($n-C_4H_{10}$), нео-пентан ($neo-C_5H_{12}$), изопентан ($i-C_5H_{12}$), пентан ($n-C_5H_{12}$), гексаны (C_6^+), углекислый газ (CO_2). Содержание гептанов (C_7^+),

октанов (C_8+), бензола, толуола, гелия и водорода в газе определяется как условно-постоянные на определенный период времени и вводится вручную.

Для определения влагосодержания газа в БКК используется анализатор влажности с системой пробоподготовки, в которой установлены: фильтр, редуктор давления с манометром, сепаратор, ловушка загрязнений.

Для определения температуры точки росы по углеводородам используется монитор точки росы MT506 с системой пробоподготовки, в которой установлены: блок фильтров, ограничители расхода, клапан соленоидный, редуктор давления. Монитор точки росы MT506 укомплектован баллоном с азотом, регулятором давления и манометром.

Товарный сухой газ в количестве K тыс. ст. $m^3/ч$ под давлением X МПа и температуре минус N °С через кран с функциями дистанционного аварийного управления и сигнализации состояния поступает в узел коммерческого учета газа, расположенный в пункте хозрасчетного замера газа.

УКУГ предназначен для измерения в автоматизированном режиме количества и качества товарного газа (компонентный состав, плотность, температура точки росы по воде, теплота сгорания газа), подаваемого с УКПГ БТК в магистральный газопровод.

5. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ РЕГЕНЕРАЦИИ ГЛИКОЛЯ

Регенерация насыщенного раствора МЭГ осуществляется на трех технологических нитках установки регенерации МЭГ, производительностью по сырью 4,5 тонн/час каждая.

Блок предназначен для регенерации н-МЭГ с концентрацией 60...70% масс. до концентрации р-МЭГ 80–90% масс.

5.1. Моделирование свойств пластового газа

В программном комплексе «UniSim» был смоделирован поток пластового газа, для определения его свойств и сравнения с экспериментальными данными. Адекватность модели пластового газа представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Адекватность модели пластового газа в программном комплексе UniSim»

Объект	Свойства	Сравнение данных		Ошибка, абсолютная	Ошибка, относительная %
Газ пластовый	Молекулярная масса, г/моль	расчетная	21,22	+0,11	+0,53
		экспериментальная	21,11		
	Плотность в стандартных условиях (0,1 МПа, 20°C), кг/м ³	расчетные	0,894	-0,09	-9,1
		экспериментальные	0,985		

Из сравнения следует, что модель работает с достаточной точностью.

5.2. Оценка эффективности ингибиторов образования гидратов

Для оценки эффективности ингибиторов образования гидратов (метанол, МЭГ, ДЭГ, ТЭГ) в программном комплексе «UniSim» создали схему: в поток влажного газа, добавляли ингибитор предотвращения гидратов, полученные данные приведены в таблице 5.2. Моделирующая схема для оценки эффективности ингибиторов образования гидратов приведена на рисунке 5.1.

Таблица 5.2 – Сравнение эффективности ингибиторов и их расхода

Метанол		гидраты	МЭГ		гидраты	МЭГ 80% Н ₂ O 20%		гидраты	ДЭГ		гидраты	ТЭГ		гидраты
									расход			расход		
расход			расход			расход			расход					
кмоль/ч	кг ч		кмоль/ч	кг ч		кмоль/ч	кг ч		кмоль/ч	кг ч		кмоль/ч	кг ч	
0	0	+	0	0	+	0	0	+	0	0	+	0	0	+
0,001	0,032	+	0,001	0,062	+	0,001	0,053	+	0,001	0,106	+	0,001	0,150	+
0,002	0,064	+	0,002	0,124	+	0,002	0,106	+	0,002	0,212	+	0,002	0,300	+
0,003	0,096	+	0,003	0,186	+	0,003	0,159	+	0,003	0,318	+	0,003	0,450	+
0,004	0,128	+	0,004	0,248	+	0,004	0,213	+	0,004	0,424	+	0,004	0,600	+
0,005	0,16	+	0,005	0,310	-	0,005	0,266	+	0,0045	0,477	+	0,0041	0,616	-
0,006	0,192	+				0,0055	0,293	+	0,005	0,531	-			
0,007	0,224	+				0,006	0,319	-						
0,008	0,256	+												
0,009	0,288	+												
0,0095	0,304	-												

«+» – образование гидратов. Тип II

«-» – гидраты отсутствуют

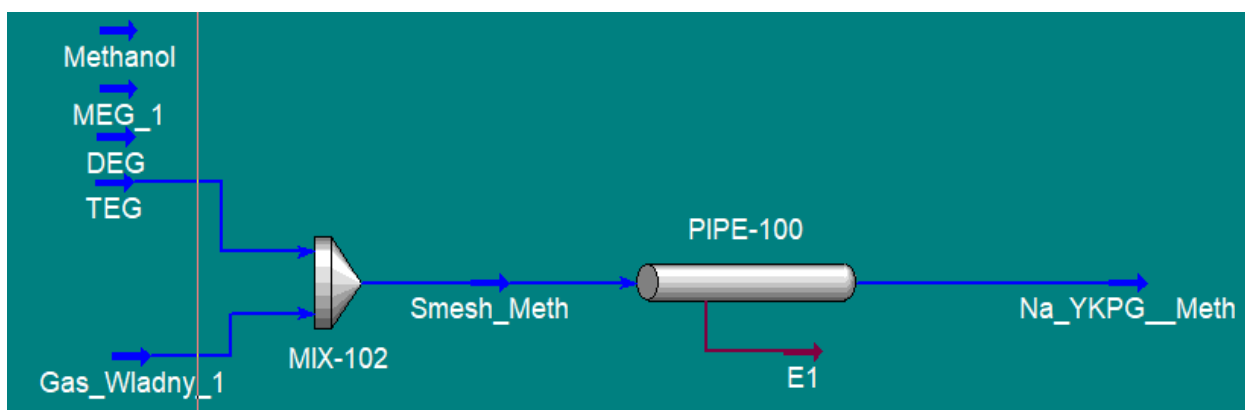


Рисунок 5.1 – Моделирующая схема для оценки эффективности ингибиторов образования гидратов

Пластовая газоконденсатная смесь под действием пластового давления поступает по подводным внутрипромысловым трубопроводам на сборный манифольд, который находится на дне моря, где присутствует вечная мерзлота и температура находится постоянно при отрицательных значениях и далее направляется в газосборный коллектор диаметром К мм в береговую часть трубопровода.

Из приведенных расчетов видно следующее:

- когда не используем ингибитор предотвращения гидратов (метанол, МЭГ, ДЭГ, ТЭГ), в потоке газа на выходе из газопровода появляются гидраты типа II;
- при определенном расходе (кг/ч) ингибиторов, гидраты в системе исчезают: метанол – 0,304; МЭГ – 0,310; МЭГ (80 %) – 0,319; ДЭГ – 0,531; ТЭГ – 0,616;
- по расходу самым экономичным является метанол – 0,304 кг/ч, и МЭГ – 0,310 кг/ч.
- МЭГ имеет преимущества по сравнению с метанолом: является более легко регенерируемым, менее растворим в углеводородах (таблица 1.1), обеспечивает меньшие потери на испарение.

На основании выше изложенного, выбираем МЭГ, как основной ингибитор для предотвращения гидратов. Следовательно, метанол будем

использовать, как аварийный и при более низких температурах в системе. ДЭГ и ТЭГ по нормам расхода являются экономически не выгодными.

5.3. Определение типа пластовой воды по Сулину

По характеристике пластовой воды, проведем типизацию воды по классификации В.А. Сулина. Состав ионов и характеристика пластовой воды месторождения приведены в таблице 5.3

Таблица 5.3 – Характеристика пластовой воды [9]

Ион	Соленжание ионов, среднее в зоне III (мг/дм ³)	Соленжание ионов, среднее в зоне IV (мг/дм ³)
Cl ⁻	4940	7446
SO ₄ ²⁻	54	45
HCO ₃ ⁻	2745	1281
Ca ²⁺	30	4451
Mg ⁺	13	32
Na ⁺ + K ⁺	4386	4960
Общая минерализация	12200	14200

На основании этих данных проводим определение типа пластовой воды по классификации Сулина:

- для зоны III

$$\frac{rNa}{rCl} = \frac{4386}{4940} = 0,887 < 1, \text{ это означает воды хлоридные и тогда}$$

$$\text{применяем следующее выражение } \frac{rCl - rNa}{rMg} = \frac{4940 - 4386}{13} = 42,5 > 1,$$

воды хлор-кальциевые (минерализованные подземные воды).

- для зоны IV

$$\frac{rNa}{rCl} = \frac{4960}{7446} = 0,66 < 1, \text{ это означает воды хлоридные и тогда}$$

$$\text{применяем следующее выражение } \frac{rCl - rNa}{rMg} = \frac{7446 - 4960}{32} = 77,68 > 1,$$

воды хлор-кальциевые (минерализованные подземные воды).

По проделанным расчетам определили тип пластовой воды Киринского ГКМ по классификации Сулина, которые относятся к хлоркальциевым (минерализованные подземные воды).

Внутренняя коррозия в трубопроводах Киринского газоконденсатного месторождения обусловлена содержанием в добываемом продукте углекислоты (CO_2). Углекислый газ вступает в реакцию с водной фракцией и образуется угольная кислота (H_2CO_3). Угольная кислота вызывает коррозию внутренней поверхности трубы. Скорость коррозии на внутренней поверхности трубы зависит от множества факторов, среди них: щёлочность, температура, парциальное давление CO_2 , скорость потока, состав потока, скорость образования водяного конденсата в потоке и т.д.

Для предотвращения внутренней коррозии технологического оборудования проектом «Обустройство Киринского ГКМ» (ПАО «ВНИПИгаздобыча», 2010г.) предусмотрено применение ингибитора углекислотной коррозии. Выбор типа ингибитора основан на фактическом составе газа Киринского ГКМ.

5.4. Материальный баланс установки регенерации гликоля

Материальный баланс по МЭГу приведен в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Материальный баланс по МЭГу

	Приход			Расход			
	%масс	т/ч	т/Г		%масс	т/ч	т/Г
н-МЭГ	61,4 38,6	XX XX	XX XX	р-МЭГ	75,26		
в том числе:				в том числе:			
МЭГ				МЭГ	80,1	XX	XX
Вода				Вода	19,9	XX	XX
				Всего	100,0	XX	XX
ИТОГО	100,0	XX	XX	Вода на утилизац.	24,74	XX	XX
				ИТОГО	100,0	XX	XX

В материальном балансе по МЭГу видим, что баланс сходится. Из приведенных расчетов следует, что при регенерации н-МЭГа из него удаляется пластовая вода, которая идет на утилизацию. Её количество в нашем расчете равно XXX тонн в год.

5.5. Технологические показатели качества регенерированного гликоля и проблемы при регенерации насыщенного гликоля

Данный раздел удален в связи с конфиденциальностью информации показателей качества н-МЭГа и р-МЭГа на месторождении.

Таблица 5.5 – Анализ минерализации МЭГа

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1 Обоснование показателей экономической эффективности

Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого проекта по повышению эффективности технологии регенерации гликоля при атмосферном давлении.

В основе описания экономической эффективности лежит затраты на закупку и норма расхода моноэтиленгликоля и диэтиленгликоля для предотвращения гидратов.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т.к. на основании такого экономического показателя как экономия внедрения мероприятия, можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий.

6.1.1 Расчет стоимости закупки моноэтиленгликоля и диэтиленгликоля

Исходными данными являются действующие цены следующих поставщиков, представленных в таблице 6.1 [11].

Таблица 6.1 – Поставщики этиленгликоля ГОСТ 19710-83

Наименование	Цена, руб/т
"Регион-НК", г. Нижнекамск	49500
ООО ПТК "Апрель", г. Дзержинск	50000
ООО "Виразж", г. Уфа	70000

Наиболее выгодную цену предлагает компания "Регион-НК" г. Нижнекамск. Необходимо оценить доставку этиленгликоля от поставщика до заказчика в г. Южно-Сахалинск далее на Кириновское ГКМ. Транспортировка этиленгликоля осуществляется специализированными автоцистернами или в еврокубах.

Исходными данными являются действующие цены следующих поставщиков, представленных в таблице 6.2 [11].

Таблица 6.2 – Поставщики диэтиленгликоля ГОСТ 10136-77

Наименование	Цена, руб/т
"Регион-НК", г. Нижнекамск	44000
ООО ПТК "Апрель", г. Дзержинск	47000
ООО "Вираз", г. Уфа	52000

Также, как и на этиленгликоль наиболее выгодную цену предлагает компания "Регион-НК" г. Нижнекамск. Необходимо оценить доставку диэтиленгликоля от поставщика до заказчика в г. Южно-Сахалинск далее на Кириновское ГКМ. Транспортировка диэтиленгликоля осуществляется специализированными автоцистернами или в еврокубах.

В таблице 6.3 рассчитана стоимость транспортировки 10 тонн реагента каждого поставщика до Кириновского ГКМ.

Таблица 6.3 – Стоимость транспортировки 10 тонн МЭГа до Кириновского ГКМ[1].

Поставщик	Затраты на транспортировку		
	Стоимость перевозки 10 т на 1 км пути	Расстояние до Кириновского ГКМ, км	Стоимость доставки до Кириновского ГКМ, руб
"Регион-НК", г. Нижнекамск	55	8731,5	480232,5
ООО ПТК "Апрель", г. Дзержинск	58	9363,2	546065,6
ООО "Вираз", г. Уфа	52	8389,5	436254

Наиболее выгодная закупка МЭГа и ДЭГа с точки зрения доставки у поставщиков из г. Уфа и г. Нижнекамск.

Итоговая стоимость включает в себя цену за 10 тонн МЭГа и ДЭГа, затраты на его транспортировку. В таблице 6.4 и 6.5 приведены результаты расчетов итоговой стоимости закупки 10 тонн МЭГа и ДЭГа у различных поставщиков.

Таблица 6.4 – Стоимость МЭГа у различных поставщиков

Поставщик	Цена за 10 тонн МЭГа, тыс. руб	Стоимость доставки до Киринского ГКМ, тыс. руб	Итоговая стоимость за 10 т гликоля, тыс. руб
"Регион-НК", г. Нижнекамск	495	480,23	975,23
ООО ПТК "Апрель", г. Дзержинск	500	546,06	1046,03
ООО "Вираз", г Уфа	700	436,25	1136,25

В результате наиболее выгодную стоимость закупки с учетом доставки 10 тонн ДЭГа равную 975,23 тыс. руб, предлагает поставщик "Регион-НК" г. Нижнекамск. Также приемлемую цену имеет закупка у ООО ПТК "Апрель", г. Дзержинск равная 1046,03 тыс. руб за 10 тонн. Они отличаются тем, что у компании "Регион-НК" цена на доставку ниже, и низкая цена продукции. У ООО ПТК "Апрель", г. Дзержинск цена продукции выше, и доставка выше из-за дальнего расположения города.

Таблица 6.5 – Стоимость ДЭГа у различных поставщиков

Поставщик	Цена за 10 тонн ДЭГа, тыс. руб	Стоимость доставки до Киринского ГКМ, тыс. руб	Итоговая стоимость за 10 т гликоля, тыс. руб
"Регион-НК", г. Нижнекамск	440	480,23	920,23
ООО ПТК "Апрель", г. Дзержинск	470	546,06	1016,06
ООО "Вираз", г Уфа	520	436,25	956,25

В результате наиболее выгодную стоимость закупки с учетом доставки 10 тонн ДЭГа равную 920,23 тыс. руб, предлагает поставщик "Регион-НК" г. Нижнекамск. Также приемлемую цену имеет закупка у ООО "Вираз", г Уфа равная 956,25 тыс. руб за 10 тонн. Они отличаются тем, что у компании "Регион-НК" цена на доставку выше, но ее компенсирует низкая цена продукции. У ООО "Вираз", г Уфа наоборот, цена продукции выше, но доставка получается дешевле из-за близкого расположения города.

Также стоит учитывать, что цена на доставку относительная и может изменяться в зависимости от объема заказываемой продукции. При транспортировке больших объемов, затраты на доставку увеличатся и уже вариант заказа продукции из удаленных городов будет экономически нецелесообразен.

На Киринском газоконденсатном месторождении подача ингибитора для борьбы с гидратообразованием составляет 70 т/сутки или 2,9 т/час, если известен нам показатель суточного дебита скважины – 3700 тыс м³/сутки и нормы потери – 100 грамм/1000 м³. Рассчитаем количество необходимого ингибитора в год и её стоимость. Цену за продукцию возьмем у поставщика "Регион-НК" г. Нижнекамск с учетом доставки, которая наиболее выгодная, согласно выше приведенных расчетов:

- Для МЭГ

Норма расхода в сутки: 70 т/сутки

Стоимость с учетом транспортных расходов: 97523

Потери $3700000 \cdot 100 / 1000 = 370000$ грамм = 370 кг = 0,37 т/сутки

В стоимостном выражении в сутки: $70 \cdot 97523 = 6826610$ рублей

- Для ДЭГ

Норма расхода в сутки: 70 т/сутки

Стоимость с учетом транспортных расходов: 92023

Потери $3700000 \cdot 100 / 1000 = 370000$ грамм = 370 кг = 0,37 т/сутки

В стоимостном выражении в сутки: $70 \cdot 92023 = 6\,441\,610$ рублей

Разница МЭГ и ДЭГ: $6826610 - 6\,441\,610 = 385\,000$ рублей/сутки

На основании выше изложенного, экономически выгодным является ДЭГ т.к он обходится дешевле на 385 000 рублей/сутки, а если считать в год эта цифра составит 140 525 000 рублей.

На Киринском ГКМ используется МЭГ – это обусловлено тем, что он имеет ряд преимуществ перед ДЭГ, как ингибитор гидратообразования:

- низкая температура кипения
- высокое давление насыщенных паров

- низкая температура замерзания -75°C (66,7%)
- низкая вязкость

За счет этих свойств МЭГ является по физико-химическим характеристикам более эффективным ингибитором для предотвращения гидратов, а ДЭГ является отличным осушителем газа, которая в свою очередь предотвращает гидраты в технологии подготовки газа.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе рассматриваются вопросы в части организации труда, обеспечения безопасных условий труда работников, экологическая безопасность окружающей среды, действия при чрезвычайных ситуациях, а также организация управления производством.

Первопричиной всех травм и заболеваний, связанных с процессом труда, является неблагоприятное воздействие на организм занятого трудом человека тех или иных факторов производственной среды и трудового процесса. Это воздействие, приводящее в различных обстоятельствах к различным результирующим последствиям, зависит от наличия в условиях труда того или иного фактора, его потенциально неблагоприятных для организма человека свойств, возможности его прямого или опосредованного действия на организм, характера реагирования организма в зависимости от интенсивности и длительности воздействия (экспозиции) данного фактора [19].

7.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

7.1.1. Повышенный уровень шума на рабочем месте

Производственный шум – это беспорядочное сочетание звуков, различных по частоте и силе колебаний. Шум различной интенсивности и частоты, длительно воздействуя на рабочих, может привести со временем к понижению остроты слуха и даже к развитию профессиональной глухоты.

Существуют нормативные документы по определению допустимого уровня производственного шума на рабочих местах ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ "Шум" [25]. Наряду с внедрением мероприятий по звукоизоляции источников шума в необходимых случаях персоналу рекомендуется применять индивидуальные средства защиты органов слуха (наушники, вкладыши, шлемы) при уровне звука, превышающем 80 дБА по СанПиН 2.2.2.3359-16 [26].

7.1.2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

В ходе проведения работ предполагает за собой нахождение рабочего в помещении с целью необходимого контроля за оборудованием и непосредственно за самим процессом.

В производственных помещениях (диспетчерские, операторские, залы вычислительной техники и др.) согласно СанПиНу 2.2.2.542-96 должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата [27].

К основным нормируемым показателям микроклимата воздуха относятся:

- температура (t° , C);
- относительная влажность (ϕ , %);
- скорость движения воздуха (v , м/с).

Существенное влияние на параметры микроклимата и состояние человеческого организма оказывает также интенсивность теплового излучения различных нагретых поверхностей, температура которых превышает температуру в производственном помещении [27].

При нормировании метеорологических условий в производственных помещениях учитывают время года, физическую тяжесть выполняемых работ, а также количество избыточного тепла в помещении [18].

Для поддержания нормальных параметров микроклимата в рабочей зоне применяют следующие основные мероприятия:

- механизация и автоматизация технологических процессов;
- защита от источников теплового излучения с помощью теплозащитных экранов;
- устройство систем вентиляции;
- кондиционирование воздуха и отопление [18].

7.1.3. Повышенный уровень вибрации

Вибрация – это частота колебания производственного оборудования и других вспомогательных приспособлений, находящихся в данном цехе,

производственном помещении и т. п. Предельно допустимые уровни общей и локальной вибрации от промышленного оборудования определяются ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ "Вибрационная безопасность. Общие требования" [28]. Контроль уровня вибрации на рабочих местах ведется согласно ГОСТ 12.1.047–85 ССБТ "Вибрация. Метод контроля на рабочих местах" [29]. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0–28 мм. Для борьбы с вибрацией машин и оборудования, и защиты работающих от вибрации используют различные методы. Борьба с вибрацией в источнике возникновения связана с уменьшением действующих в системе переменных сил: замена динамических технологических процессов статическими; тщательная балансировка вращающихся механизмов. Уменьшение параметров вибрации по пути ее распространения от источника: вибродемпфирование (превращение энергии механических колебаний в тепловую); виброгашение (установка вибрирующих машин на виброгасящие фундаменты); виброизоляция; средства индивидуальной защиты. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы [18].

7.1.4. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Различают освещение естественное и искусственное. Естественное освещение – это освещение непосредственно солнечными лучами в светлое время суток. Оно является наиболее благоприятным, правильным и удобным. Строительные нормы СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" устанавливает нормы естественного, искусственного и совмещенного освещения зданий и сооружений, а также нормы искусственного освещения селитебных зон, площадок предприятий и мест производства работ вне зданий [30]. В помещениях со значительными выделениями дыма, копоти, пыли и других загрязнений, очистка их должна производиться один раз в 3 месяца.

Для обеспечения искусственного освещения применяют: лампы накаливания, люминесцентные лампы, многоламповые светильники, кварцевые лампы ДКсТ, заполняемые ксеноном под большим давлением, а также галоидные и натриевые лампы и йодные лампы [18].

Все лампы должны оборудоваться осветительной арматурой – отражателями, затемнителями, рассеивателями, которые применяются в зависимости от их назначения и выполняемых работ. Все источники освещения напряжением 220 вольт подвешиваются на высоте не менее 2,5 метров. Производственные участки, цеха с повышенной опасностью оборудуются аварийным освещением с отдельным источником питания на случай, если произойдет отключение основного.

7.2. Анализ опасных производственных факторов

7.2.1. Механические опасности

Для защиты от механического травмирования применяют следующие средства защиты: предохранительные тормозные, оградительные устройства, средства автоматического контроля и сигнализации, знаки безопасности, системы дистанционного управления [8].

В соответствии с требованиями "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденных Ростехнадзором России 2003г., ограждаются или экранизируются оборудование, машины и установки, могущие служить причиной травмирования обслуживающего персонала или вредного воздействия на него. Ограждения и экраны блокируются с пусковым устройством оборудования – технологические системы их отдельные элементы, оборудование должны быть оснащены необходимыми средствами регулирования и блокировки, обеспечивающими безопасную эксплуатацию [21].

На грузоподъемных машинах и механизмах, сосудах, работающих под давлением, должны быть обозначены их предельная грузоподъемность,

давление, температура и сроки следующего технического освидетельствования.

Лебедки, краны и другие грузоподъемные механизмы должны иметь ограничители допускаемой грузоподъемности, а также надежные тормозные устройства и фиксаторы, не допускающие самопроизвольного движения груза и самого механизма.

7.2.2. Электробезопасность. Поражение электрическим током

Под электробезопасностью понимается система организационных и технических мероприятий по защите человека от действия электрического тока, электрической дуги, статического электричества, электромагнитного поля.

Общие положения по защите от статического электричества изложены во "Временных правилах защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности":

- Технологическое оборудование и трубопроводы для предотвращения опасностей, связанных с искровыми разрядами статического электричества, должны быть заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не должно превышать 100 Ом.
- Для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы должны транспортироваться по трубопроводам с малыми скоростями. Ограничения скорости транспортирования принимаются в зависимости от свойств жидкости, диаметра и длины трубопроводов.
- Для предотвращения образования и накопления статического электричества от падающей струи трубы для заполнения резервуаров, емкостей должны быть спущены почти до дна, под

уровень имеющейся жидкости. Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами [23].

7.2.3. Аппараты под давлением

На объектах установки комплексной подготовки газа используется оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа (0,07 кгс/см²) или при температуре нагрева воды более 115 оС:

- сосуды, работающие под давлением (сепараторы, абсорберы, теплообменники, ресиверы, баллоны и пр.);
- магистральные газопроводы и технологические трубопроводы;
- пароводы [18].

Превышение давления выше разрешенного, неисправность регулирующих и предохранительных клапанов, а также неплотности, выпучины и разрыв прокладок в сосуде и его элементах может привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе несовместимые с жизнью. Для управления работой, обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуды, работающие под давлением, снабжаются приборами для измерения давления и температуры среды, предохранительными устройствами (клапанами и мембранами), запорной арматурой, указателями уровня жидкости [18].

7.3. Экологическая безопасность

В период эксплуатации объекта основным видом воздействия на состояние воздушного бассейна является загрязнение атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ от работы технологического и вспомогательного оборудования. Основные загрязняющие вещества,

поступающие в атмосферный воздух – метан, оксиды углерода, оксиды азота, этиленгликоль и т.д.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются организованные (дымовые трубы и т.д.) и неорганизованные (дыхательные клапана, ЗРА, ФС и т.д.) источники.

7.3.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения

Для уменьшения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от оборудования и соблюдения санитарных норм предусматривается комплекс мероприятий общего технологического характера:

- полная герметизация технологического процесса;
- применение арматуры и трубопроводов, рассчитанных на давление, равное максимально возможному рабочему давлению;
- применение запорной арматуры с затвором класса герметичности «А» по ГОСТ 9544-2005;
- максимальная автоматизация технологических процессов;
- сброс газа с технологического оборудования в период производства ремонтных работ осуществляются на факел по специальным трубопроводам;
- освобождение трубопроводов от жидких продуктов на время ремонта предусмотрено в дренажную емкость.

7.3.2. Мероприятия по защите от шума

Источником шума и вибрации на объекте могут служить регулирующие и предохранительные клапаны, насосное оборудование, а также агрегаты блочно-модульной ЭСН и агрегат компрессорной установки, работающие постоянно.

Для объекта, предусмотрено использование арматуры и предохранительных клапанов, шумовые характеристики которых не

превышают установленных нормативных значений по шуму для рабочей зоны и жилой застройки.

Предохранительные клапаны не относятся к источникам постоянного шума, так как срабатывают только в аварийных ситуациях, вероятность возникновения которых, как показывает опыт проектирования аналогичных объектов, очень мала.

Уровень шума и вибрации оборудования, устанавливаемого в помещениях и на открытых площадках, не должны превышать предельно-допустимые по санитарным нормам. При применении высокошумных агрегатов предусматривается:

- установка глушителей шума;
- дистанционное управление.

Для снижения уровня шума предусматривается ряд мероприятий:

- агрегаты блочно-модульной ЭСН и компрессорной установки, оснащены необходимыми средствами автоматики, дистанционного управления и не требуют постоянного обслуживания;
- во всасывающих и выхлопных трактах газоперекачивающих агрегатов предусмотрены глушители шума;
- всасывающие воздуховоды, выхлопные газопроводы агрегатов и надземные участки газовой обвязки компрессоров покрываются звукоизолирующими материалами;
- укрытия обеспечивают наиболее благоприятные, с точки зрения защиты от шума, условия при проведении ремонтных работ.

7.3.3. Мероприятия по рациональному использованию и охране водных объектов

Для предотвращения негативного воздействия на водные объекты и водные биологические ресурсы при эксплуатации объекта предлагается ряд мероприятий, направленных на:

- рациональное использование водных ресурсов;

- сведение к минимуму загрязнения водных объектов;
- сохранение линий естественного стока;
- минимизацию воздействия на водные биоресурсы.

Рациональное использование водных ресурсов достигается за счет:

- организации системы учета исходной воды.

7.3.4. Мероприятия по охране растительного мира

Нарушения почвенно-растительного покрова и изменение условий снегонакопления

в процессе эксплуатации проектируемых объектов является одним из наиболее значимых факторов воздействия на состояние почво-грунтов и нижележащих пород.

Механическое нарушение рельефа, приводящее к изменению режимов поверхностного и грунтового стока, также может оказывать влияние характер протекания различного рода экзогенных процессов. Техногенные нарушения природных условий в поверхностном слое на заболоченных участках с неустойчивыми грунтами могут выражаться в прямом тепловом воздействии инженерных сооружений на грунты. К таким сооружениям относятся, прежде всего, подъездные автодороги.

Химическое загрязнение недр может происходить в результате аварийных разливов ГСМ и технологических жидкостей. Как правило, приведённые виды воздействия связаны с нарушением природоохранных регламентов освоения территории.

7.3.5. Мероприятия по охране недр

С целью сохранения грунтов в исходном или близком к исходному состоянию необходимо соблюдение контроля герметичности всех подземно проложенных вне площадочных и дренажных трубопроводов.

Для предотвращения загрязнения недр предусмотрены:

- применение трубопроводов и арматуры, стойких к коррозионному воздействию;
- обеспечение подачи газа, конденсата, МЭГа по герметизированной системе трубопроводов;
- строительство оборудованных переездов для проезда строительной техники через существующие трубопроводы;
- применение ЭХЗ подземных стальных коммуникаций для предотвращения почвенной коррозии;
- периодическое проведение внутритрубной диагностики трубопроводов;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий сигнализацию об отклонениях технологических параметров от допустимых значений при возможных аварийных ситуациях.

7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В условиях Киринского ГКМ ООО "Газпром добыча Шельф Южно-Сахалинск" возможно возникновение следующих видов ЧС:

- техногенного характера;
- природного характера;
- социально-политического характера [8].

Чрезвычайные ситуации техногенного характера. Могут возникнуть по причине возгорания пролитой горючей жидкости (метанола, моноэтиленгликоля и других химреагентов), применяемых в процессе добычи и подготовки газа. Возгорание горючих жидкостей в резервуарах товарных парков, емкостях и технологических аппаратах. Пожары на скважинах в результате неконтролируемого фонтанирования. Пожары в результате разгерметизации газо- и конденсатопроводов.

Сильные взрывы скопившегося газа и легких фракций конденсата, при утечках на скважинах, на пункте подготовки газа из технологических

резервуаров. Также возможны взрывы на складах веществ применяемых при перфорации и в других процессах.

ЧС природного характера. ГДШЮ-С находится в районе северной части острова Сахалинской области. Зима суровая, ветреная, с частыми метелями. Характерны сильные метели со скоростью ветра более 15 м/с и обильными снегопадами. [8].

В условиях засушливого лета возможно возникновение лесных и торфяных пожаров, но такие случаи не влияют на работу предприятия и происходят крайне редко. В период весеннего таяния снегов и половодья рек возможно подтопление части технологических площадок газовых промыслов.

Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии действует отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС и риск их возникновения. На основе проведенного анализа с помощью специальных методик выявляются потенциально опасные производственные объекты и на основе этого прогнозируются последствия воздействия возможных ЧС на население и подведомственные территории. Отталкиваясь от полученных результатов, осуществляется выбор, обоснование и реализация направлений деятельности обеспечения защиты населения и территории предприятия. К ним относится:

- 1) осуществление комплекса профилактических мероприятий по предотвращению возникновения и снижению ущерба от ЧС;
- 2) организация защиты населения и его жизнеобеспечения в ЧС;
- 3) обеспечение устойчивости работы хозяйственных объектов в ЧС;
- 4) организация аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах заражения [8].

Анализируя вышеизложенное можно заключить, что основными опасностями в плане предотвращения крупного ущерба окружающей среде и человеку в условиях ООО "Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск", являются ЧС техногенного характера.

7.4.1. Пожарная безопасность

Обеспечение пожарной безопасности на УКПГ БТК должно осуществляться в соответствии со следующими документами [8]:

- Федеральным законом от 22.07.08 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Перечнем национальных стандартов и сводов правил к Техническому регламенту №123-ФЗ;
- Правилами противопожарного режима в РФ, утвержденными постановлением Правительства РФ от 25.04.12 №390;
- СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- СП 5.13130.2009. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.

Начальник газового промысла назначает своим распоряжением ответственных лиц из числа ИТР за пожарную безопасность отдельных территорий, зданий, сооружений, помещений, цехов, участков и т.п. Возложенная ответственность за обеспечение пожарной безопасности отражается в должностных инструкциях.

На каждый объект (цех, участок, производственное помещение и т.п.) должны быть разработаны, исходя из специфики пожарной опасности, инструкции о мерах пожарной безопасности, отвечающие требованиям Правил противопожарного режима в РФ. Инструкции согласовываются с руководством пожарной части и утверждаются руководителем объекта (главным инженером).

К самостоятельной работе рабочие и служащие газового промысла допускаются только после прохождения курса подготовки по изучению правил и инструкций по пожарной безопасности. Курсы и подготовка ИТР, рабочих и служащих проводятся в соответствии с ГОСТ 12.0.004-90.

В каждом цехе, на установке, в помещении и т.п. на видном месте устанавливают табличку с указанием номеров телефонов вызова пожарной охраны объекта, должности и фамилия лица ответственного за пожарную безопасность объекта.

Система противопожарного водоснабжения должна соответствовать проекту, находиться в исправном состоянии и обеспечивать круглосуточную возможность подачи воды с требуемым напором и расходом к местам тушения пожаров и на орошение конструкций. За эксплуатацию наружного противопожарного водоснабжения (водовод, пожарные гидранты, пожарные водоёмы) и их техническое состояние приказом (распоряжением) по газовому промыслу должны быть назначены ответственные лица из числа ИТР.

Наиболее опасными на установке комплексной подготовки газа являются следующие объекты: площадки сепарации газа, площадка регенерации метанола, площадка насосного парка, колодцы на территории УКПГ, котельная, замерной пункт газа, парк метанольных ёмкостей.

На перечисленных объектах причинами взрыва, пожара могут быть искры от электрического оборудования, открытое пламя, повышение давления в результате неполадок технологического оборудования, статическое электричество, разряд молнии.

На газовом промысле категорически запрещено пользоваться открытым огнем без наряда-допуска на огневые работы, подписанным начальником промысла. Источником зажигания могут быть и молнии, поэтому предусматривается молниезащита промысловых объектов (в соответствии с РД.3322.113-78), состоящая из системы молниеотводов в виде стержней или опор, соединенных тросами и заземленных в подземной части. Предупреждение накопления зарядов статического электричества применяется система заземления объектов метанольного парка, емкостей с конденсатом и других в соответствии с РД.33.22.113-78. Эти системы необходимо периодически проверять и постоянно содержать в исправном состоянии [18].

На территории УКПГ, где возможно скопление горючих газов, проезд автомашин, тракторов и другого транспорта разрешается только при оборудовании их искрогасителями. Курение разрешается в специально отведенных и оборудованных местах [18].

В лестничных клетках зданий запрещается устраивать рабочие и складские помещения, прокладывать промышленные газопроводы, трубопроводы с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, устанавливать оборудование, препятствующее продвижению людей.

Для контроля за состоянием воздушной среды в производственных и складских помещениях УКПГ необходимо устанавливать автоматические газоанализаторы [18].

7.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специфика освоения Киринского ГКМ в экстремальных природно-климатических условиях и отсутствия полной социальной инфраструктуры определяет необходимость использования вахтового метода работ и бригадной формы организации труда.

Труд работников должен быть организован в соответствии с «Трудовым кодексом Российской Федерации», отражающим основные принципы правового регулирования трудовых отношений между работодателем и работником.

Применение вахтового метода обслуживания для эксплуатационного персонала Киринского ГКМ предусматривается в соответствии с Постановлением Государственного комитета СССР по труду и социальным вопросам, Секретариата ВЦСПС и Министерства здравоохранения СССР от 31 декабря 1987 г. N2 794/33-82 «Об утверждении основных положений о вахтовом методе работ» [20].

7.5.1. Организация и оснащение рабочих мест

Организация рабочего места подразумевает:

- оснащение рабочего места необходимым оборудованием, технологической и организационной оснасткой и его рациональная планировка – создание удобства для работы исполнителей путем рационального расположения на ограниченной площади отдельного рабочего места всех его элементов;
- организация обслуживания;
- создание комфортных условий для производственной деятельности, ограждение работников от воздействия неблагоприятных условий производственной среды.

7.5.2. Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса РФ.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие [20].

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период [20].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Регенерация насыщенных водой гликолей играет важную роль в технологиях нефтегазовой отрасли.

В ходе выполнения работы была достигнута поставленная цель, а именно: проведен анализ факторов, обеспечивающих эффективность технологии регенерации насыщенного моноэтиленгликоля на Киринском газоконденсатном месторождении.

На качество регенерации влияет ряд важных факторов – это температура, давление, отдувочный газ.

Транспорт продукции скважин по подводному трубопроводу в условиях Киринского месторождения сопровождается образованием гидратов, если не приняты меры по их предупреждению. В программном комплексе «UniSim» создана моделирующая схема для оценки эффективности ингибиторов образования гидратов (метанол, МЭГ, ДЭГ, ТЭГ). Установлено, что по расходу самыми экономически выгодными являются метанол – 0,304 кг/ч и МЭГ – 0,310 кг/ч.

Метанол является самым эффективным ингибитором гидратообразования, но у МЭГа есть основное преимущество перед ним – это экологически безопасный продукт, который может использоваться в морской акватории. Во избежание разливов на дне моря и учитывая сейсмичность района, в качестве ингибитора гидратообразования рекомендуется использовать МЭГ, но при этом метанол рассматривается как резервный ингибитор на случай аварийной ситуации для ликвидации гидратных пробок.

Рассчитали экономическую эффективность закупки ингибиторов гидратообразования: исходя из цен поставщиков и стоимости доставки на промысел, выгодным является ДЭГ, т.к он обходится дешевле, чем МЭГ.

МЭГ имеет ряд преимуществ перед ДЭГ, как ингибитор гидратообразования, это:

- температура кипения (при 101,3 кПа) у МЭГ 197 °С; ДЭГ – 244,8 °С.
- давление насыщенных паров (при 20°С, Па) МЭГ–8; ДЭГ–1,1.

- температура замерзания МЭГ -75°C (66,7%) ДЭГ -39°C (55%).
- вязкость (при 20°C , $\text{мПа}\cdot\text{с}$) МЭГ–20,9; ДЭГ–35,7.

За счет вышеуказанных преимуществ, МЭГ используется на производстве как ингибитор для предотвращения образования гидратов. ДЭГ является хорошим осушителем газа, что, в свою очередь, предотвращает образование гидратов в технологиях подготовки газа.

Определен тип пластовой воды по классификации Сулина: воды относятся к хлоркальциевым. Для предотвращения коррозии, обусловленной содержанием в добываемой продукции CO_2 (0,23%), предусмотрена подача в ствол каждой скважины ингибитора коррозии.

Из практики технологии регенерации насыщенных гликолей отметили основные трудно решаемые задачи, к которым относятся: механические примеси в н-МЭГе, накопление минеральных солей; накопление тяжелых углеводородов в насыщенном и особенно в регенерированном гликоле.

В процессе эксплуатации за периоды с 2016–2017 г. общая минерализация н-МЭГа увеличилась с N до M мг/дм^3 , общая минерализация р-МЭГа увеличилась с N до M мг/дм^3 . По литературным данным наиболее реальной, но так и не реализованной технологией очистки гликоля от накопленных солей, является технология с использованием вакуумных выпарных аппаратов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гуревич Г.Р. Сепарация природного газа на газоконденсатных месторождениях / Гуревич Г.Р., Карлинский Е.Д. – М.: Недра, 1982. 197с.
2. Мурин В.И. Технология переработки природного газа и конденсата. Справочник. ч.1 – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 517 с.
3. Т.М. Бекиров. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров., Г.А. Ланчаков. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999 - 596 с.
4. Зиберт Г.К. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование: Справочное пособ. / Зиберт Г.К., Седых А.Д., Кашицкий Ю.А., Михайлов Н.В., Демин В.М.– М.: ОАО "Недра-Бизнесцентр", 2001- 316 с.
5. Дымент О.Н. Гликоли и другие производные окисей этилена и пропилена. / Дымент О.Н., Казанский К.С., Мирошников А.М. – М: издательство «Химия», 1976 – 376 с.
6. Жданова Н.В. Осушка углеводородных газов. / Жданова Н.В., Халиф А.В. – М.: издательство «Химия», 1984 – 192 с.
7. Бекиров Т.М. Технический прогресс в технологии осушки природного газа / Бекиров Т.М., Халиф А.Л., Куликов Ю.А., Сурков Ю.В. – М.: ВНИИЭГазпром, 1975.
8. Технологический регламент УКПГ Киринского ГДУ.
9. Технологический регламент ПДК Киринского ГДУ.
10. Назаров А.Д. Рабочая программа, лабораторные задания и методические указания для специальности 130100.09 "Формирование ресурсов и состава подземных вод" направления 130100 «Геология и разведка полезных ископаемых» – Томск: издательство ТПУ, 2010 – 22 с.
11. Никитин Б.А. Ресурсная база и перспективы освоения газоконденсатных месторождений Киринского блока / Никитин Б.А., Дзюбло А.Д., Халимов К.Э., Сторожева А.Е. / Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2013.– № 6. – 12-16с.
12. Шамалов Ю.В. Результаты геологоразведочных работ и перспективы наращивания ресурсной базы углеводородного сырья в Киринском блоке

- шельфа острова Сахалин. / Шамалов Ю.В., Холодилов В.А., Цемкало М.Л., Никитин Б.А., Дзюбло А.Д. – Материалы международной конференции «RAO/ CIS OFFSHORE», Санкт- Петербург, 2011г.
13. Дзюбло А.Д. Геологическое строение и нефтегазоносность Киринского блока шельфа о. Сахалин / Дзюбло А.Д., Шнип О.А., Халимов К.Э. – Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 3. – с. 26-32.
 14. Переработка и переинтерпретация 2D сейсморазведочных данных прошлых лет в пределах Киринского месторождения, Южно-Киринской и Мынгинской площадей / Отчет. – Южно-Сахалинск: ОАО «Дальморнефтегеофизика», 2008г.
 15. Никитин Б.А. Анализ гидродинамических исследований скважин и оценка добычной возможности газовых залежей месторождений Киринского блока / Никитин Б.А., Дзюбло А.Д., Золотухин А.Б., Сторожева А.Е. – Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2015.– № 2 – с. 20-25.
 16. Никитин Б.А. Ресурсная база и перспективы освоения газоконденсатных месторождений Киринского блока / Никитин Б.А., Дзюбло А.Д., Халимов К.Э., Сторожева А.Е. – Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2013.– № 6. – с. 12-16.
 17. Дополнение к технологическому проекту разработки Киринского газоконденсатного месторождения / Отчет. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2012г.
 18. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». – Н.Уренгой, 2001. – 345 с.
 19. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы, классификация»
 20. Обустройство Киринского ГКМ раздел 13. Организация работы и условия труда работников. Управление производством и предприятием – Саратов, 2011.
 21. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
 22. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

23. РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности»
24. Т.М. Бекиров. Повышение эффективности работы УКПГ Уренгойского месторождения в компрессорный период эксплуатации / Т.М. Бекиров., Н.И. Кабанов., Г.А. Ланчаков., П.Ф. Буракевич., В.В. Брагин., А.Н. Кульков., Ю.Н. Ефимов – М.: ИРЦ Газпром, 1996 - 48 с.
25. ГОСТ 12.1.003–83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) "Шум"
26. СанПиН 2.2.2.3359-16«Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»
27. СанПиН 2.2.2.542-96 «Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»
28. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования»
29. ГОСТ 12.1.047-85. Вибрация. Метод контроля на рабочих местах
30. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица – Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции

№ п/п	Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ		Область применения изготавливаемо й продукции
1	Газ природный обработанный	СТО Газпром 089- 2010. «Газ горючий природный, поставляемый по магистральным газопроводам. Технические условия»	1 Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно. Метод испытания по ГОСТ 31371.1 – ГОСТ 31371.7		Для поставки потребителям Российской Федерации
			2 Температура точки росы по воде (ТТР _в) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кг/см ²), °С, не выше	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	
				минус 10	минус 10	
				Метод испытания по 8.2		
			3 Температура точки росы по углеводородам (ТТР _{ув}) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	
				минус 2	минус 2	
				Метод испытания по 8.3		
			4 Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не выше	Метод испытания по 8.4 0,007		

Продолжение приложения А

			5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	Метод испытания по 8.4 0,016	
			6 Массовая концентрация общей серы, г/м ³ , не более	Метод испытания по 8.5 0,030	
			7 Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/ м ³ (ккал/м ³), не менее	Метод испытания по ГОСТ 31369 31,80 (7600)	
			8 Молярная доля кислорода, %, не более	Метод испытания по ГОСТ 31371.1 – ГОСТ 31371.3, ГОСТ 31371.6, ГОСТ 31371.7 0,020	
			9 Молярная доля двуокиси углерода, %, не более	Метод испытания По ГОСТ 31371.1 – ГОСТ 31371.7 2.5	
			10 Массовая концентрация механических примесей, г/м ³ , не более	Метод испытания по ГОСТ 22387.4 0,001	
			11 Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Метод испытания по 8.6 Не нормируют, определение обязательно	

Продолжение приложения А

2	Конденсат газовый стабильный (КГС)	ГОСТ 54389-2011 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия»	1 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	I	II	Для поставки в нефтепровод компании «Сахалин-Энерджи»
				66,7 (500)		
			2 Массовая доля воды, %, не более	0,5		
			3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
			4 Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	
			5 Массовая доля серы, %	Не нормируют. Определение по требованию потребителя		
			6 Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20	100	
			7 Массовая доля метил- и этил меркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40	100	
			8 Плотность при 20 °С, кг/м ³ при 15 °С, кг/м ³	Не нормируют. Определение обязательно		

Продолжение приложения А

			9 Выход фракций, % до температуры, °C: 100 200 300 360	Не нормируют. Определение обязательно		
			10 Массовая доля парафина, %	Не нормируют. Определение по требованию потребителя		
			11 Массовая доля хлорорганических соединений, млн ⁻¹ (ppm)	Не нормируют. Определение по требованию потребителя		
3	Моноэтиленгликоль (МЭГ)	ГОСТ 19710-83 «Этиленгликоль. Технические условия»	1 Массовая доля этиленгликоля, %, не менее	Высший сорт ОКП 24 2212 0120	1-й сорт ОКП 24 2212 0130	В качестве ингибитора гидратообразования
				99,8	98,5	
			2 Массовая доля диэтиленгликоля, %, не более	0,05 (0,10)	1,0	
			3 Цвет в единицах Хазена, не более в обычном состоянии	5	20	
			после кипячения с соляной кислотой	20	Не нормируется	

Продолжение приложения А

			4 Массовая доля остатка после прокаливания, %, не более	0,001	0,002	
			5 Массовая доля железа (Fe), %, не более	0,00001	0,0005	
			6 Массовая доля воды, %, не более	0,1	0,5	
			7 Массовая доля кислот в пересчете на уксусную, %, не более	0,0006 (0,001)	0,005	
			8 Показатель преломления при 20 °С	1,431-1,432	1,430-1,432	
			9 Пропускание в ультрафиолетовой области спектра, %, не менее, при длинах волн, нм:	75	Не нормируется	
			– 220			
			– 275	95	То же	
			– 350	100	"	
4	Метанол технический марки «Б»	ГОСТ 2 222-95 ТУ «Метанол технический»	1 Внешний вид	Бесцветная прозрачная жидкость без нерастворимых примесей		
			2 Плотность при 20°С, г/см ³	Не более 0,791÷0,792		

Продолжение приложения А

			3 Смешиваемость с водой	Смешивается с водой без следов помутнения и опалесценции	В качестве резервного ингибитора гидратообразования (в случае аварийных ситуаций или при экстремально низких температурах окружающей среды)
			4 Температурные пределы: а) предел кипения, °С б) 99% продукта перегоняется в пределах, °С	64,0÷ 65,5 ≤ 1,0	
			5 Массовая доля воды, %, не более	0,08	
			6 Массовая доля свободных кислот в пересчете на муравьиную кислоту, %	≤ 0,0015	
			7 Массовая доля альдегидов и кетонов в пересчете на ацетон, %	≤ 0,008	
			8 Испытание с перманганатом калия, мин	≥ 30	
			9 Массовая доля летучих соединений железа в пересчете на железо, %	≤ 0,0005	
			10 Массовая доля хлора, %	≤ 0,001	
			11 Массовая доля серы, %	≤ 0,001	
			12 Массовая доля нелетучего остатка после испарения, %	≤ 0,002	